National Energy Board | Office national de l'énergie

CANADA

Dossier n° : 7500-A000-2

Le 3 septembre 1992

À : Toutes les parties intéressées

Objet : Évaluation de l'incidence des exportations

L'évaluation de l'incidence des exportations (EIE) s'inscrit dans le volet «audience publique» de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché (MCACM), méthode par laquelle l'Office national de l'énergie évalue les demandes de licences d'exportation de gaz naturel à long terme. L'EIE permet à l'Office de déterminer si une exportation proposée risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins en énergie à des prix du marché raisonnables.

Quand la MCACM a été mise en oeuvre en 1987, l'Office a d'abord exigé des demandeurs de licence d'effectuer leur propre étude d'EIE. Toutefois, en 1989, conformément aux *Motifs de décision, Modification proposée aux exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations*, l'Office a décidé qu'il effectuerait une EIE et que les demandeurs pourraient s'en remettre à l'étude de l'Office ou effectuer leur propre étude. Cette décision renfermait la première EIE de l'Office. En outre, l'Office a indiqué qu'il :

> «...produirait périodiquement une EIE à l'aide de plusieurs prévisions sur les exportations. L'étude, préparée en consultation avec l'industrie du gaz naturel et les autres parties intéressées, couvrira l'offre, la demande, les prix et les niveaux d'exportation à long terme de gaz naturel, et tentera de fournir un énoncé convenable des hypothèses et une explication de la technique analytique utilisée.»

L'Office a décidé cette fois d'entreprendre sa deuxième EIE et de tenir compte des perspectives à long terme du marché du gaz dans son rapport de 1991 intitulé *L'énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010*, et de tenir également compte des propositions et commentaires reçus sur la première EIE. La version provisoire figure à l'addenda.

311 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2

311, 6e Avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

Telephone/Téléphone: (403)292-4800
Facsimile/Télécopieur: (403)292-5503

L'Office invite les parties intéressées à formuler des commentaires sur la version provisoire ci-jointe. Après avoir passé en revue les propositions, l'Office organisera un atelier en vue de stimuler la discussion et l'échange d'information entre les participants sur la démarche adoptée, les principales hypothèses et les questions soulevées dans l'analyse d'EIE. L'Office publiera ensuite son EIE.

Liste de questions

Le chapitre 4 de la version provisoire reprend une liste de questions destinée à aider les parties intéressées à préparer leurs commentaires et à trouver un certain terrain d'entente relativement aux propositions. La liste des questions n'est toutefois pas exhaustive et ne vise pas à limiter la portée des commentaires.

Calendrier et organisation

1. Lettre destinée aux parties intéressées, le 3 septembre 1992.

2. Les parties désirant soumettre des propositions écrites doivent informer l'Office avant le 8 octobre 1992. Peu après, l'Office va préparer et distribuer une liste des parties intéressées.

3. Les parties intéressées doivent remettre 30 copies de leurs propositions écrites au secrétaire avant le 21 novembre 1992. En outre, elles doivent signifier un exemplaire de leurs propositions à chacune des autres parties.

4. Peu après le 21 novembre 1992, l'Office diffusera une liste des questions à débattre dans le cadre de l'atelier technique.

5. L'atelier se tiendra à Calgary le 21 janvier 1993.

6. Le lieu précis et le programme de l'atelier seront annoncés par l'Office à une date ultérieure.

7. L'Office tiendra compte de l'information fournie dans les propositions et par les participants à l'atelier au moment de préparer le rapport d'EIE, qui sera publié dans le deuxième trimestre de 1993.

Examen de documents

Le public pourra consulter les documents suivants pendant les heures normales d'ouverture de la bibliothèque de l'Office, premier étage, 311, Sixième avenue S.O., Calgary (Alb.) et à la bibliothèque principale, Énergie, Mines et Ressources Canada, 580, rue Booth, Ottawa (Ont.).

1. Version provisoire de l'EIE de l'Office, datée du 20 août 1992.

2. Exemplaires des documents dont il est fait référence.

3. Exemplaires des propositions écrites.

L'Office invite chaque partie qui désire formuler des commentaires sur la version provisoire d'EIE conformément aux directives énoncées ci-avant sous la section «Calendrier et organisation» (points n° 2 et n° 3) à transmettre ses commentaires écrits à l'Office à l'adresse suivante :

Bureau du secrétaire
Office national de l'énergie
311, Sixième avenue S.O.
Calgary (Alb.)
T2P 3H2

Toutes les parties sont priées d'indiquer le numéro de dossier de l'Office 7500-A000-2.

J. S. Richardson
Secrétaire

Addenda
à la lettre de l'Office
datée du 3 septembre 1992

Évaluation de l'incidence des exportations

VERSION PROVISOIRE

Office national de l'énergie
août 1992

Évaluation de l'incidence des exportations

Table des matières

Chapitre 1 Introduction

1.0 Historique : Méthode de calcul axée sur les conditions du marché
1.1 Objet de l'EIE
1.2 Aperçu du rapport

Chapitre 2 Démarche à l'égard de l'analyse

2.0 Introduction
2.1 La première EIE de l'Office (1989)
2.2 Questions relatives à l'EIE
2.2.1 Excédents
2.2.2 Difficultés d'ajustement
2.2.3 Prix du marché raisonnables
2.2.4 Mesure de l'incidence
2.2.5 Hypothèses
2.3 La deuxième EIE de l'Office (1992)
2.3.1 Démarche d'équilibre général
2.3.2 Scénarios de référence et des incidences

Chapitre 3 Résultats

3.0 Introduction
3.1 Scénario de référence
3.2 Scénarios des incidences
3.2.1 Aperçu - Hausse de la demande américaine
- Hausse des coûts américains
- Scénario combiné
3.2.2 Exportations canadiennes de gaz
3.2.3 Prix canadiens après traitement
3.2.4 Demande et prix canadiens de détail
3.2.5 Production canadienne
3.2.6 Incidences régionales - Ontario et Québec
3.3 Ajustements de la demande
3.4 Ajustements de l'offre
3.5 La deuxième EIE de l'Office (1992) par rapport à la première EIE (1989)

Chapitre 4 Conclusions préliminaires et questions

Appendices A. Première EIE de l'Office (décision de novembre 1989)
B. Chapitre 6.1 du rapport de 1991 de l'Office sur l'offre et la demande
C. Documents de référence de l'EIE

Chapitre 1 Introduction

1.0 Historique : Méthode de calcul axée sur les conditions du marché

L'évaluation de l'incidence des exportations (EIE) s'inscrit dans la méthode de calcul axée sur les conditions du marché (MCACM) adoptée par l'Office en vue de décider de l'octroi de licences d'exportation de gaz naturel. Cette méthode avait été établie suite à l'examen (GHR-1-87), en 1987, des méthodes de calcul des excédents adoptées par l'Office, qui découlent de l'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

> «...l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes et... s'assurer que la quantité... de gaz... à exporter ne dépasse pas l'excédent après la déduction voulue pour les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard à l'orientation de la découverte... du gaz au Canada...»

La mise en oeuvre de la MCACM a effectivement mis fin à une série de démarches basées sur des formules utilisées depuis 1960 en vue de déterminer l'excédent exportable de gaz naturel.

La MCACM repose sur la prémisse selon laquelle, en règle générale, le marché se comporte de façon que les besoins du Canada en gaz naturel soient satisfaits à des prix du marchés raisonnables. L'Office a déclaré qu'il s'y prendrait de deux façons pour s'assurer que le gaz naturel visé par la licence d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles : tout d'abord, par le biais d'audiences publiques afin d'étudier les demandes d'exportation de gaz et ensuite par la surveillance permanente des marchés énergétiques canadiens[1].

---

[1]Étant donné l'évolution des marchés du gaz, et dans le cadre de l'effort permanent déployé par l'Office en vue de maintenir et d'améliorer la précision et l'efficacité du processus réglementaire, la MCACM a été sans cesse réexaminée. En novembre 1989, les exigences de dépôt d'EIE ont été modifiées, et en mars 1990, l'exigence relative à l'analyse des avantages-coûts (l'un des aspect des autres considérations d'intérêt public) a été supprimée. Plus récemment, dans l'audience GHW-1-91, l'Office a passé en revue l'application de certains aspects de la MCACM. Dans sa décision, l'Office a clarifié le fonctionnement de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, apporté quelques changements mineurs aux autres considérations d'intérêt public et apporté des changements

A. Audiences publiques

Pendant les audiences publiques où sont étudiées les demandes de licences d'exportation de gaz naturel, l'évaluation de l'Office visant à déterminer si le marché fonctionne de façon satisfaisante se compose de trois éléments principaux : 1) la méthode d'intervention en fonction des plaintes; 2) l'évaluation de l'incidence des exportations; et 3) autres considérations d'intérêt public.

B. Surveillance continue

La surveillance continue comprend deux éléments principaux : l'évaluation de l'offre et de la demande d'énergie au Canada et l'évaluation du marché du gaz naturel.

1.1 Objet de l'EIE

L'EIE vise à :

> «déterminer si une exportation proposée risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins en énergie à des prix du marché raisonnables».

Au départ, tous les demandeurs de licences d'exportation devaient effectuer une EIE. Malgré l'absence d'instructions définitives, l'étendue de l'analyse, qu'elle soit quantitative ou qualitative, devait être proportionnelle à l'importance de l'exportation proposée. Les questions à étudier étaient au départ décrites dans la décision GHR-1-87, notamment :

> «la capacité du secteur producteur de gaz de satisfaire les besoins du Canada, étant donné l'exportation proposée...»;
>
> «tout besoin, pour les utilisateurs canadiens de gaz, d'ajuster leurs habitudes de consommation d'énergie en économisant l'énergie ou en utilisant d'autres formes d'énergie..»; et
>
> «l'incidence de leurs exportations sur les prix futurs du gaz naturel...»

L'Office a également indiqué que :

> «le fardeau de la preuve incombera au requérant, qui devra convaincre l'Office que l'exportation proposée constitue un excédent.»

à la procédure préalable à l'audience, destinés à rationaliser tout le processus d'audience.

Dans une lettre du 7 septembre 1989 invitant les parties intéressées à formuler leurs commentaires, l'Office a indiqué que l'EIE avait soulevé deux problèmes d'application au cours des audiences des deux années précédentes en matière d'exportations de gaz naturel :

> «1) il est difficile de détecter ou de mesurer l'incidence de projets d'exportation de faible ampleur; et
>
> 2) les requérants semblent ne pas savoir avec certitude comment répondre aux exigences en matière d'EIE.»

Pour régler ces questions, l'Office a proposé dans la lettre certains changements aux exigences de dépôt d'EIE et inclus une analyse explicative d'EIE. Après avoir passé en revue les réponses des parties intéressées, l'Office a rendu sa décision en novembre 1989. Il a décidé de maintenir l'EIE; toutefois, les candidats à l'exportation ne devaient plus effectuer d'analyses propres à un projet. L'Office a précisé qu'il :

> «...produirait périodiquement une EIE à l'aide de plusieurs prévisions sur les exportations. L'étude, préparée en consultation avec l'industrie du gaz naturel et les autres parties intéressées, couvrira l'offre, la demande, les prix et les niveaux d'exportation à long terme de gaz naturel, et tentera de fournir un énoncé convenable des hypothèses et une explication de la technique analytique utilisée.»

L'Office a également indiqué que les requérants et les intervenants dans une instance particulière portant sur des exportations pourraient choisir d'adopter l'EIE de l'Office ou de préparer et de présenter leur propre évaluation sur laquelle l'Office se baserait pour déterminer si l'exportation proposée donnera lieu à des problèmes d'ajustement sur les marchés énergétiques canadiens.

Après que l'Office a rendu publique la décision sur l'EIE, celui-ci et l'Institut canadien de recherche énergétique ont organisé un atelier d'une journée sur les questions entourant la méthode utilisée par l'Office dans son EIE et dans son analyse avantages-coûts. Les parties intéressées ont ainsi pu engager des discussions plus approfondies.

1.2 Aperçu du rapport

Au chapitre 2, la démarche adoptée à l'égard de l'analyse :

- la démarche adoptée dans la première EIE et les résultats de cette analyse sont résumés;
- les principales questions rattachées à ce type d'analyse sont traitées, notamment les commentaires formulés par les parties intéressées relativement à la première EIE; et

- la démarche à l'égard de cette deuxième EIE est décrite.

Au chapitre 3, les résultats :

- les hypothèses et les résultats du scénario de référence sont décrits; et
- les résultats de trois scénarios des incidences sont évalués :
  Scénario 1 - Augmentation de la demande américaine;
  Scénario 2 - Augmentation des coûts américains des approvisionnements en gaz; et
  Scénario 3 - Scénario combiné, c'est-à-dire l'incidence combinée des deux premiers scénarios.

Le chapitre 4 présente les conclusions préliminaires et traite des questions découlant de l'analyse. Celles-ci jettent les bases d'une série de questions posées aux parties intéressées sur la démarche et les hypothèses.

L'appendice contient les documents justificatifs.

Chapitre 2 Démarche à l'égard de l'analyse

2.0 Introduction

Tel que mentionné au chapitre 1, l'EIE vise à évaluer si des exportations additionnelles risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins en énergie à des prix du marché raisonnables. L'incidence potentielle que l'EIE est censée évaluer compte plusieurs éléments de taille :

1) au fil du temps, les exportations marginales donnent lieu à un approvisionnement en gaz de plus en plus coûteux par rapport aux coûts des approvisionnements sans supplément d'exportation;

2) les prix livrés du gaz augmentent pour les consommateurs canadiens en raison de la hausse des coûts des approvisionnements;

3) les consommateurs consomment le gaz avec parcimonie ou encore optent pour des combustibles de remplacement puisque ceux-ci deviennent plus économiques pour certains consommateurs;

4) cette économie d'énergie et cette utilisation de combustibles de remplacement occasionnent un processus d'ajustement qui peut être facile ou difficile à mener à bien; et

5) le rythme d'exploitation des ressources s'accélère.

Étant donné la complexité du marché nord-américain du gaz naturel, une méthode quantitative devrait surtout viser à évaluer ces incidences. Toutefois, il ne semble pas exister de méthode quantitative qui puisse évaluer complètement la dynamique du processus d'ajustement, ce qui nécessite donc une évaluation plus qualitative de ces questions.

2.1 La première EIE de l'Office (1989)

Dans la première EIE de l'Office, la démarche adoptée visait à évaluer l'incidence d'une forte augmentation des exportations de gaz naturel sur la demande, la production et les prix intérieurs du gaz pendant 15 années. Cette hausse devait se produire par rapport à un scénario de référence. On a opté pour une forte hausse étant donné que l'incidence d'augmentations mineures serait négligeable.

Cette démarche pourrait ensuite servir à évaluer l'incidence cumulative de plusieurs demandes moindres.

Le scénario de référence a été tiré des prévisions du marché du gaz - prix bas du pétrole dans le rapport de l'Office publié en 1988 et intitulé *L'énergie au Canada, Offre et demande 1987-2005*. Le scénario des incidences prévoyait, pendant la période 1990-2005, une augmentation des exportations annuelles de 0,5 EJ, passant d'environ 1,5 EJ dans le scénario de référence à 2,0 EJ. Les incidences ont été évaluées à l'aide des modèles énergétiques canadiens de l'Office. L'analyse ne tenait donc pas compte d'autres ajustements aux États-Unis, ni des commentaires formulés au Canada suite à l'intégration des deux marchés. En d'autres termes, il s'agissait d'une démarche d'équilibre partiel en ce sens que l'incidence, sur le marché canadien, des changements survenus sur le marché américain n'était pas incorporée au modèle.

Selon le scénario de référence et le scénario des incidences, le potentiel ultime des réserves de gaz du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) équivalait à 225 EJ. Ce chiffre se basait sur les prévisions moyennes des ressources de la Commission géologique du Canada (CGC) (estimation d'une probabilité de 50 p. 100). On appelait donc cette partie de l'analyse le «scénario des ressources moyennes». Les prix du pétrole étaient supposés ne pas varier suite aux changements des niveaux d'exportation de gaz. Reconnaissant que le gaz et le mazout lourd peuvent être substitués l'un à l'autre dans le secteur industriel, on supposait que les prix du gaz pratiqués dans ce secteur suivraient ceux du mazout lourd, de sorte que la hausse de prix provoquée par une augmentation des exportations de gaz serait entièrement absorbée par les clients des secteurs résidentiel et commercial.

Selon cette analyse, pendant la période 1995-2005, les exportations marginales auraient pour effet d'augmenter les prix de 9 à 14 p. 100 pour les consommateurs ontariens et québécois du secteur résidentiel. Il était prévu que les consommateurs canadiens n'auraient pas de grosses difficultés à réduire d'environ 4 p. 100 leur consommation de gaz et à augmenter également de 4 p. 100 environ leur consommation de produits pétroliers. Toutefois, il faudrait faire davantage appel aux réserves frontalières pour assurer la productibilité dans la période postérieure à l'an 2000.

Le haut degré d'incertitude lié à l'exploitation frontalière, notamment la répartition des réserves, les coûts d'exploitation et les questions environnementales, ont semé le doute quant à la disponibilité des approvisionnements en gaz requis. Il était donc possible que les ajustements requis sur le plan de la demande soient plus importants que prévus. L'Office a donc dû s'abstenir de tirer des conclusions définitives quant à l'à-propos des processus d'ajustement.

Pour refléter l'incertitude liée à la taille du capital-ressources en gaz naturel, l'analyse a également été effectuée pour un scénario de faibles ressources, qui supposait un potentiel ultime de 190 EJ dans les scénarios de référence et des incidences, calculé d'après les prévisions de faibles ressources de la CGC (estimations d'une probabilité de 95 p. 100).

Le scénario des faibles ressources avait pour incidence d'augmenter les niveaux de prix dans les scénarios de référence et des incidences; toutefois, les incidences du pourcentage sur les prix et les volumes de la demande étaient similaires à ceux du scénario des ressources moyennes. Le besoin d'approvisionnement en gaz frontalier se faisant sentir trois ans plus tôt environ, soit en 1999 dans le scénario de référence et en 1997 dans le scénario des incidences.

2.2 Questions relatives à l'EIE

L'Office a reçu d'importants commentaires sur les questions liées à l'analyse d'EIE en général, et à la première EIE en particulier, et ce, de trois sources :

- d'un atelier d'une journée parrainé par l'Institut canadien de recherche énergétique (ICRE) et l'ONE portant sur des questions relatives à la méthode utilisée par l'Office dans son analyse d'EIE et son analyse avantages-coûts. La conférence s'est tenue en novembre 1989, juste après la communication de la décision de l'Office sur les modifications apportées aux exigences de dépôt d'EIE. Elle réunissait des participants des secteurs de production et de consommation, des gouvernements et du milieu universitaire. Les travaux ont été publiés sous la forme d'une série de documents, intitulée *Workshop on Benefit-Cost Analysis and Export Impact Assessment*, et incluaient les exposés sur l'évaluation de l'incidence des exportations présenté par D.E. Armstrong de l'Université McGill, J.C. Evans de York University et D. Taylor, du ministère de l'Énergie de l'Ontario;

- des parties intéressées en réponse à la lettre de l'Office, datée de septembre 1989, les invitant à commenter les changements proposés aux exigences de dépôt d'EIE. Une analyse explicative a été annexée et a finalement été adoptée comme l'EIE; et

- d'une EIE proposée par la société DataMetrics Limited (DML), intitulée *Export Impact Assessment of Mackenzie Delta Gas*, août 1988.

En général, ces commentaires portaient sur les aspects techniques et la démarche. Les questions relatives à la démarche étaient notamment les suivantes : la MCACM de l'Office permettant d'octroyer une licence d'exportation de gaz naturel exige-t-elle

une EIE et, le cas échéant, quelles devraient en être les exigences de dépôt. Parmi les aspects techniques abordés, citons la mesure de l'incidence des exportations additionnelles, les hypothèses à utiliser et l'incertitude liée à ces hypothèses et résultats.

La présente section est axée sur les aspects techniques. Elle commence par donner les commentaires reçus sur les questions inhérentes à l'EIE et liées aux concepts d'excédents, aux difficultés d'ajustement et aux prix du marché raisonnables. Sont ensuite abordés les commentaires sur la démarche adoptée à l'égard de la mesure ou de la quantification de l'incidence. La section se termine par une discussion sur les hypothèses.

2.2.1 Excédents

Au cours de l'atelier parrainé par l'ICRE et l'ONE, Armstrong a indiqué que les termes «excédent» et «pénurie» étaient bien compris dans un contexte où les prix sont réglementés. Toutefois, ils ont une signification contestable dans un système axé sur le marché, où les prix contrebalancent les forces de l'offre et de la demande en vue de prévenir tout excédent ou pénurie. Il n'est donc pas logique de demander à un exportateur d'établir un rapport entre une exportation future et un excédent futur.

Cette opinion était également celle exprimée dans leur réponse par certains membres du groupe opposé au dépôt obligatoire d'une EIE, notamment la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA), la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée, l'Association pétrolière du Canada, la société C.G. Edge & Associates Inc., l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada, Pan-Alberta Gas, Ltd., JMC Selkirk Inc., Westcoast Energy Inc. et Western Gas Marketing Limited. La concurrence livrée sur le marché contrebalancerait l'offre et la demande et, par conséquent, les ajustements s'effectueraient par la mise en oeuvre du mécanisme du marché.

Commentaire

En adoptant de la MCACM, l'Office a bel et bien abandonné les démarches axées sur les formules pour évaluer si les exportations additionnelles constituent des excédents par rapport aux besoins nationaux prévisibles. Dans l'EIE, la démarche a été élaborée en vue d'évaluer les incidences potentielles des prix intérieurs et les difficultés liées aux ajustements de l'offre et de la demande. Si celles-ci sont jugées non extrêmes ou contrôlables, on suppose alors que le volume d'exportation demandé n'est pas «nécessaire» au Canada et dès lors, qu'il constitue un excédent par rapport aux besoins canadiens.

2.2.2 Difficultés d'ajustement

Pour atteindre l'objectif de l'EIE, il est indispensable de cerner les difficultés d'ajustement qui pourraient naître d'exportations supplémentaires.

Armstrong a indiqué qu'il existait plusieurs problèmes liés à la mesure de la capacité des Canadiens d'utiliser un combustible de remplacement, notamment les différences sur le plan des préférences personnelles et les prix relatifs des sources d'énergie en concurrence. Si le gaz était seulement un peu plus cher que le pétrole, la plupart des ménages n'opterait pas pour une autre forme d'énergie. Par ailleurs, les services publics produisant de la vapeur à partir de carburants multiples passeraient à une autre forme d'énergie pour des différences de prix très petites. Dans les deux cas, les coûts de transaction et de changement devraient être pris en compte. Dans une analyse à plus long terme, les retards, les changements technologiques et les exigences environnementales devraient également être prises en compte. En conséquence, Armstrong doutait qu'il soit possible d'évaluer avec précision l'utilisation de combustibles de remplacement sur une période de 20 années.

Evans a indiqué que les conclusions de la première EIE de l'Office étaient peut-être trop vagues pour fournir une assise quantitative à partir de laquelle déterminer si des exportations supplémentaires empêcheraient le marché de satisfaire les besoins prévisibles du Canada. L'une des raisons pour lesquelles les modèles économiques peuvent difficilement répondre à ce type de question est que, de par leur nature, ils comportent quelques discontinuités ou retards d'ajustement, sauf là où ils sont introduits explicitement. À moins que les retards d'ajustement ne soient pris en compte, il est peu probable qu'un modèle prédise les difficultés d'ajustement qui se poseront.

Taylor a précisé que, dans une situation de choc, comme une hausse vertigineuse des prix du pétrole, les consommateurs n'auraient pas le temps de s'ajuster en économisant l'énergie et en utilisant des combustibles de remplacement. De même, dans ce délai raccourci, les producteurs ne seraient pas en mesure de fournir les approvisionnements requis. Cette situation pourrait s'envenimer si on s'est engagé à exporter davantage.

DML a parlé des capacités d'ajustement dans l'EIE effectuée pour le gaz du delta du Mackenzie. L'analyse a été formulée en termes d'élasticité de l'offre et de la demande, c'est-à-dire de l'influence des variations de prix sur les quantités demandées et offertes.

Après avoir examiné la preuve du remplacement du combustible et l'incidence des prix du gaz plus élevés au Canada pendant les années 1970 et 1980 et après avoir évalué les prévisions

disponibles à ce moment-là (août 1988), DML a conclu que, à long terme, les habitudes canadiennes de consommation d'énergie pourraient très bien s'ajuster aux changements du prix du gaz naturel. Toutefois, en raison des nombreux facteurs influençant la demande de gaz naturel, notamment le prix d'autres combustibles et la préférence à leur égard, il était difficile de connaître avec précision le rythme de changement de l'ajustement de la demande de gaz en fonction des prix.

À très court terme, DML a indiqué que le marché canadien du gaz possédait une flexibilité importante pour passer à d'autres formes d'énergie, comme en témoignent les contrats interruptibles et la capacité des consommateurs du secteur industriel d'utiliser deux combustibles. Bien que cela ne prouvait pas la capacité d'utiliser des combustibles de remplacement à long terme, cela montrait au moins que les marchés pouvaient peut-être s'adapter.

En ce qui concerne l'offre, après avoir passé en revue des études, notamment celles effectuées par l'ONE, Énergie, Mines et Ressources Canada (EMRC), le Conseil économique du Canada et d'autres (p. ex : Euler, Mansell et Wright), DML a conclu que l'offre de gaz au Canada était influencée par les prix. Cette conclusion contredisait l'opinion selon laquelle l'augmentation des exportations donnerait lieu par la suite à des pénuries pour les consommateurs canadiens.

Commentaire

Tel que mentionné par certains participants et déposants, la mesure des difficultés d'ajustement pose des problèmes d'estimation incroyables.

La démarche adoptée par l'Office dans sa première EIE visait à examiner l'incidence sur les tendances du marché et d'ensuite évaluer ce qui devait arriver en termes d'ajustement du consommateur et du producteur. Le résultat final était alors évalué, sans que l'on sache si le processus d'ajustement était «difficile». Il subsiste une question à débattre, à savoir si les difficultés d'ajustement peuvent être évaluées ou si l'EIE devrait avoir un objectif plus modeste, c'est-à-dire évaluer l'ampleur de l'incidence des exportations accrues sur les consommateurs canadiens de gaz.

Il est vrai qu'un choc résultant, par exemple, d'un changement marqué des prix du pétrole pourrait exiger une réaction rapide à court terme de l'offre et de la demande. Toutefois, il est impossible de prévoir ces chocs et toute réaction réglementaire nécessaire devrait être prise en compte à la lumière de ces circonstances particulières.

2.2.3 Prix du marché raisonnables

Armstrong a indiqué que le prix du marché dépendait du choix entre acheteurs et vendeurs, de la concurrence entre acheteurs et vendeurs et de la négociation. Les prix ainsi établis sont des plus efficaces du point de vue de la répartition des ressources.

Les prix fixés par les gouvernements risquent peu de donner de meilleurs résultats, même si l'on tente de tenir compte de considérations environnementales et de la valeur accordée au gaz par les générations futures. «Il est probablement prudent de supposer que les prix du marché ont des chances d'être aussi raisonnables pour les générations futures que tout autre système de tarification qui risque d'être adopté par la génération actuelle.»

Armstrong a également tenu compte de la difficulté éventuelle des Canadiens à satisfaire leurs besoins de consommation en raison de la demande élevée (et partant, des prix plus élevés) de sources des États-Unis. Selon lui, les consommateurs canadiens et américains se comporteraient d'après leur fonction de demande; en d'autres termes, s'ils étaient confrontés à une hausse des prix provoquée par une demande accrue, les consommateurs canadiens et américains réévalueraient les options qui s'offrent à eux et réduiraient leur demande de gaz dans les utilisations de moindre valeur. De plus, une hausse des prix donnerait lieu à une réaction positive de l'offre.

Armstrong a soulevé la question selon laquelle, si les approvisionnements fournis aux États-Unis étaient freinés d'une façon ou d'une autre en vue de réduire ou baisser le prix pour les Canadiens, ces prix «plus bas» ne seraient pas nécessairement «raisonnables», si l'on tenait compte du point de vue des producteurs et propriétaires de ressources. De plus, dans un contexte de libre-échange, de tels efforts d'interfinancement peuvent déboucher sur la prise de mesures de représailles ayant des effets négatifs sur d'autres secteurs nationaux. Il faudrait donc supposer que les Canadiens accepteront les avantages et les inconvénients des prix mondiaux du gaz comme ils le font pour d'autres produits comme le pétrole.

Selon M. Taylor, les gens raisonnables peuvent ne pas être d'accord sur ce qui est équitable. On pourrait affirmer que, dans un marché fonctionnant convenablement, le prix, quel qu'il soit, est raisonnable. À cet égard, la procédure d'intervention en fonction des plaintes permet de voir si le marché fonctionne convenablement et si le prix est raisonnable.

D'après DML, un prix du marché raisonnable serait celui né du fonctionnement de marchés concurrentiels. Toutefois, ce critère rassurerait peu les consommateurs nationaux si l'offre de gaz inélastique quant au prix était confrontée à une demande elle aussi inélastique quant au prix. En conséquent, pour établir des prix

raisonnables, il faudrait un mécanisme de détermination des prix tranchant doucement plutôt que brusquement entre l'offre et la demande. Il faudrait au préalable que l'offre et la demande démontrent un degré raisonnable de réaction aux variations de prix.

Commentaire

Dans la mesure où le marché est autorisé à fonctionner, celui-ci devrait être l'arbitre qui détermine le prix. Tel que proposé par certains participants, ces prix seraient «raisonnables» pour autant qu'ils soient établis en fonction des forces du marché dans un marché concurrentiel.

2.2.4 Mesure de l'incidence

D'importants commentaires ont été formulés sur les questions liées à la quantification des incidences.

Selon Armstrong, les variables importantes qui sous-tendent les prévisions à long terme ne peuvent être prédites efficacement et les limites des modèles économétriques devraient être reconnues. En conséquence, les prévisions ne devraient jamais être ponctuelles; il devrait y avoir réellement des résultats de prévisions qui correspondent aux résultats des hypothèses émises pour l'avenir.»

Aux yeux d'Armstrong, il serait préférable d'utiliser ces modèles dans le cadre de la partie B (surveillance) plutôt qu'en tant qu'outil de décision, dans la partie A (audiences publiques), d'accepter ou de rejeter les exportations aux États-Unis. Il craignait en partie la possibilité d'une prolifération de «petites boîtes noires» construites pour servir des droits acquis. Il a conclu qu'une EIE ne devrait pas être une condition préalable à l'octroi d'une licence d'exportation.

Evans a formulé plusieurs commentaires précis sur la méthode utilisée dans la première EIE de l'Office. Il a noté que l'Office avait adopté une démarche d'équilibre partiel et a formulé les observations suivantes :

- il n'existait aucune garantie selon laquelle les exportations marginales prévues de 550 PJ par an seraient en fait effectuées; en conséquence, la perspective pourrait être jugée hypothétique; et

- la démarche d'équilibre partiel (EP), qui suppose que l'incidence des exportations supplémentaires sera assumée dans toute son ampleur par le marché canadien, pourrait bien donner des résultats différents de ceux d'une démarche d'équilibre général (EG), qui reconnaît les incidences sur les prix et les volumes dans le contexte plus vaste du marché nord-américain.

Evans a conclu que l'Office devrait avoir recours à une démarche d'EG comme celle adoptée dans le modèle North American Regional Gas (NARG) (gaz régional nord-américain). Celui-ci pourrait devoir être agrandi, pour incorporer, par exemple, la formule plus détaillée de la demande du modèle de l'Office.

Selon Taylor, les deux démarches sont utiles. La démarche d'EP conviendrait pour répondre à la question «quoi-si». Il a indiqué que le point fort de la démarche adoptée par l'Office était son niveau de détail sur le plan de la demande, qui reconnaissait la conservation et l'interchangeabilité des quatre principaux combustibles et les réactions détaillées aux prix par secteur et selon l'utilisation ultime.

La démarche d'EG, par ailleurs, conviendrait en cas d'importantes réactions entre les marchés canadien et américain. L'EG est utile pour examiner les questions comme les conditions requises pour maintenir un niveau d'exportation élevé, par exemple une demande américaine plus élevée ou des coûts canadiens plus bas.

En ce qui concerne l'utilisation du modèle NARG pour évaluer les incidences des exportations, Taylor a précisé qu'il ne fallait pas perdre de vue plusieurs caractéristiques du NARG. L'hypothèse de la connaissance parfaite prévoit toujours que les approvisionnements seront livrés selon les besoins et par ordre de coût. En conséquence, le modèle indique souvent «ce qui devrait être par rapport à ce qui pourrait être». Sur le plan de la demande, la demande du marché captif n'est quasi pas influencée par les prix tandis que le marché non captif est fort sensible aux prix relatifs du gaz et du pétrole. Ce fait aurait tendance à surestimer la capacité du secteur industriel à passer à d'autres formes d'énergie. Taylor a indiqué que ces oppositions étaient relativement mineures si les résultats du modèle étaient interprétés en en tenant compte.

Les présentations faites par la CCPA et Union avaient tendance à appuyer le recours à la démarche d'EG, pour des raisons similaires à celles avancées par Evans et Taylor. Selon la CCPA, le fait de ne pas adopter de démarche d'équilibre général n'était pas conforme à la prémisse fondamentale de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché.

Commentaire

Pour évaluer l'incidence des exportations éventuelles sur les prix canadiens et déterminer si les Canadiens auront de la difficulté à satisfaire leurs besoins en énergie, il faut une certaine forme de quantification ou d'estimation. Le principal problème soulevé à cet égard par les participants et déposants concernait le recours à une démarche qui reconnaît l'intégration des marchés américain et canadien (EG) par rapport à la démarche visant à traiter isolément le marché canadien (EP).

Tel qu'indiqué par l'Office dans l'EIE de 1989, les deux types d'analyse présentent des avantages. Les cadres d'EG sont plus en mesure de déterminer les incidences globales entre les marchés connexes tandis que les cadres d'EP peuvent donner un meilleur aperçu secteur par secteur.

L'analyse d'EIE prévoit une situation hypothétique et rien ne garantit qu'il y aura vraiment la hausse prévue des exportations. Toutefois, cela vaut pour toutes les analyses des perspectives des marchés nord-américains du gaz en ce sens que toutes dépendent d'hypothèses relatives à un grand nombre de variables fort incertaines.

2.2.5 Hypothèses

Plusieurs suggestions et commentaires particuliers ont été formulés sur les hypothèses énoncées dans l'EIE de 1989.

Taylor a indiqué que les besoins accrus à l'égard de la production canadienne nécessiterait une augmentation soutenue des niveaux de forage, qui seraient élevés par rapport aux niveaux traditionnels. Cela pourrait créer des pressions inflationnistes sur les coûts des approvisionnements et il s'est demandé s'il était raisonnable de supposer que la prospection et l'exploitation réagiraient comme prévu.

Taylor a également mis en doute les hypothèses concernant l'incidence du prix des ressources frontalières sur les prix et l'échéancier d'exploitation, par exemple, quelles seraient les conséquences pour les consommateurs canadiens et l'impact sur l'établissement des prix si cette exploitation était retardée. L'hypothèse de hausse continue des coûts des approvisionnements en gas frontalier pourrait également donner lieu à une exagération de ces coûts, une fois l'obstacle du premier gazoduc franchi.

Taylor a noté l'incertitude entourant les estimations du potentiel ultime des réserves de gaz et, en conséquent, l'EIE a été effectuée d'après deux scénarios de ressources (moyennes et faibles). Étant donné l'incidence des hypothèses divergentes concernant les coûts des approvisionnements en gaz, il a proposé d'étudier des possibilités afin de réduire cette incertitude.

Sur le plan de la demande, Taylor a indiqué que les besoins en gaz de l'Ontario aux fins de production d'électricité pourraient être sensiblement plus élevés que l'Office ne le prévoit. De même, vu les investissements effectués dans les années 1970 et 1980 afin de se détourner du pétrole, les consommateurs seront peut-être peu disposés à revenir au pétrole si les prix du gaz augmentent. Cela aggraverait les difficultés d'ajustement et l'incidence de la hausse des prix sur les consommateurs.

Armstrong a insisté sur la nécessité de modifier les hypothèses en vue de reconnaître les incertitudes de l'avenir. Gaz Métropolitain inc., ICG Utilities (Ontario) Ltd. et Union Gas Limited ont indiqué que les parties intéressées devraient avoir l'occasion de commenter les hypothèses qui seront utilisées dans l'EIE préparée par l'Office et de participer à leur élaboration.

Commentaire

Tel que mentionné ci-avant, toutes les analyses du genre utilisées dans l'EIE présentent un grand degré d'incertitude. Cette incertitude provient de la gamme de valeurs qui peuvent être associées aux variables dites «indépendantes» (variables d'entrée) et de la nature de la relation causale qui existe entre les variables indépendantes et celles dites «dépendantes» (variables de sortie).

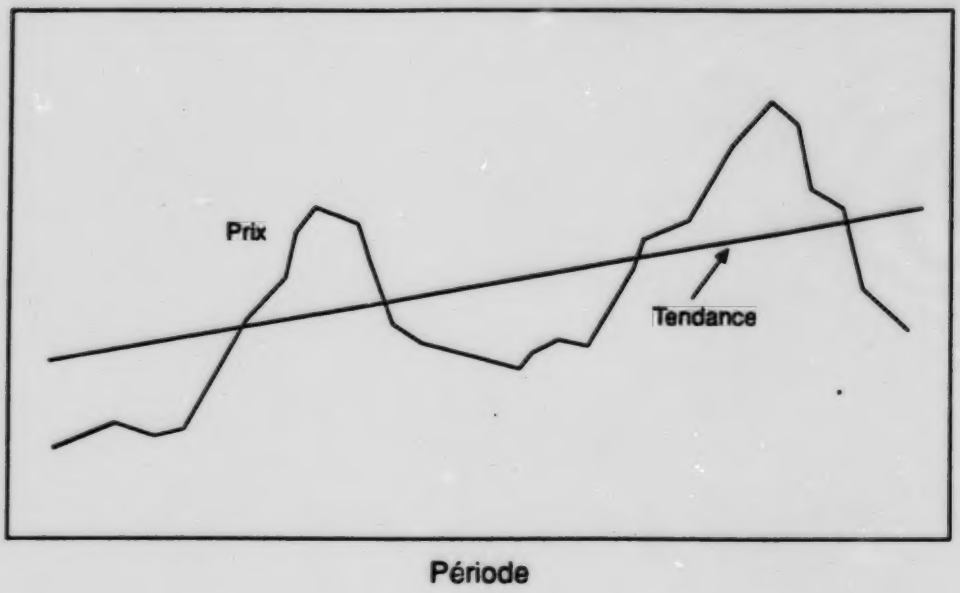
On peut venir à bout du premier type d'incertitude en évaluant les incidences d'une gamme de valeurs sur les principaux éléments de l'analyse. Le deuxième type d'incertitude est particulièrement décourageant dans le cas de produits comme le gaz naturel. Bien que la relation causale entre le prix et la quantité demandée puisse être raisonnablement bien comprise, les retards inhérents à l'évolution des niveaux de l'offre et de la demande rendent les prix instables.

La figure 2-1 donne une représentation stylisée du comportement des prix du produit. Parmi les principales caractéristiques, citons les changements potentiellement importants des prix sur une période relativement courte - ou instabilité -, une tendance perceptible et des périodes prolongées quand les prix peuvent être supérieurs ou inférieurs à la tendance[1].

---

[1]Le récent document de A. Plourde et G.C. Watkins, intitulé *Crude Oil Prices: How volatile?*, version préliminaire, mai 1992 (présenté à une conférence parrainée par l'Association internationale des économistes de l'énergie) renferme une étude de la tendance des prix des produits pendant la période 1985-1991.

Figure 2-1
Comportement des prix des produits



Dans son analyse, l'Office a tenté de cerner l'évolution sous-jacente des prix et des volumes d'après les relations moyennes en décrivant les réactions des consommateurs et des producteurs face aux prévisions des prix. En conséquence, il n'existe aucune tentative particulière de déterminer l'instabilité inévitable, car on reconnaît que, pendant certaines périodes, il pourrait y avoir des variations importantes par rapport aux tendances de base. Par exemple, les prix du gaz naturel sont actuellement très bas. Au fil du temps, il se peut qu'ils augmentent au delà de la tendance à long terme analysée dans le présent rapport.

2.3 La deuxième EIE de l'Office (1992)

La présente section donne une brève description de la démarche adoptée dans cette EIE et une discussion de l'exposé raisonné des scénarios de référence et des incidences. Les résultats sont présentés au chapitre suivant.

2.3.1 Démarche d'équilibre général

Pour quantifier l'incidence des exportations supplémentaires sur les prix, la demande et la production de gaz canadien, on a eu recours à une démarche d'équilibre général (EG). Celle-ci tient

compte de la nature intégrée des acheminements de gaz et de la détermination des prix au Canada et aux États-Unis. Cette démarche est fondamentalement différente de celle de l'équilibre partiel (EP) adoptée dans la première EIE, qui tendait à faire ressortir l'incidence tout entière sur le marché canadien du gaz. En outre, la première EIE supposait des exportations supplémentaires «déterminées», sans tenir compte des conditions particulières sous-jacentes sur le marché du gaz qui pourraient les favoriser.

Le cadre d'EG qui a été utilisé a été enchâssé dans le modèle NARG. Un aperçu en est donné ci-après, suivi d'un certain développement des aspects «offre» et «demande» du modèle. Des explications supplémentaires sont données à l'appendice et dans l'OD de 1991, chapitre 6.

Le NARG est un modèle d'équilibre généralisé du marché nord-américain du gaz. Il prend pour point de départ une prévision exogène de la demande et ensuite la répète pour l'offre et la demande afin de produire, pour la période visée par l'étude, une prévision des prix qui soit compatible avec un appariement de l'offre et la demande.

La courbe des coûts des approvisionnements décrit la quantité de gaz disponible à un prix donné. Ce volume de gaz est ensuite acheminé aux utilisateurs ultimes par le réseau pipelinier nord-américain et un réseau de distribution. Les droits pipeliniers, les marges de distribution, l'utilisation du combustible et les pertes sont ajoutées aux coûts des approvisionnements afin de déterminer les prix livrés aux utilisateurs ultimes. Les prix et les quantités sont ensuite déterminées par itération en vue de satisfaire simultanément toutes les relations du réseau à chaque point dans le temps. En d'autres termes, le marché s'équilibre pour chaque période.

Dans ce cadre nord-américain, le gaz canadien concurrence avec le gaz américain. En conséquence, on peut s'attendre que les prix canadiens suivent les prix pratiqués aux États-Unis, les différences entre les prix américains et canadiens à la tête de puits reflétant les considérations de transport.

2.3.1.1 Offre de gaz

Le gaz provient de 17 régions productrices en Amérique du Nord[1] et de gaz naturel liquéfié (GNL) importé. Les six régions canadiennes d'approvisionnement sont la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Nord du Canada (delta du Mackenzie), l'archipel

---

[1]Dans une même région, les réserves en gaz sont classifiées en cinq catégories : côtières et infracôtières - classiques et profondes, classiques et profondes et méthane des gisements de charbon.

Arctique (aucun projet dans les scénarios de l'Office) et l'Est canadien (Projet gazéifère Venture).

Le gaz naturel est représenté comme une ressource non renouvelable dont le potentiel des ressources ultimes est fixe et les coûts marginaux sont croissants. Bien que bon nombre, voire la plupart, des analystes du marché du gaz soient prêts à accepter que cette hypothèse est plausible dans un contexte à très long terme, un nombre croissant d'entre eux se demandent s'il constitue un thème adéquat aux fins d'analyse sur des périodes d'étude plus courtes, comme 10 à 15 ans.

Le processus de formation des prix reconnaît - outre les coûts directs de prospection, d'exploitation et de production - le choix qui se pose à un producteur de produire du gaz maintenant ou à un certain moment dans l'avenir. Ce choix sera fonction des taux d'actualisation du producteur et du propriétaire des ressources et de leur perception des prix futurs, notamment le «prix filet»[2]. La configuration du profil de production maximise la valeur réelle de la différence entre les flux de recettes et de coûts. Cette différence est appelée «coût d'utilisation». On suppose un régime idéal de redevances et de soumission de bail d'établissement, dans lequel le propriétaire des ressource reçoit le coût intégral d'utilisation et le producteur récupère ses coûts et gagne un taux normal de rémunération du capital investi.

Ce processus de formation des prix, inspiré d'un article rédigé par Hotelling, est devenu au fil du temps un concept fondamental dans l'analyse des «ressources épuisables». L'historique des prix du gaz naturel laisse entendre que le marché peut ne pas se comporter conformément à ce modèle de formation des prix. On ne sait pas encore laquelle des deux opinions suivantes prédominera : l'opinion traditionnelle considérant le gaz comme une ressource non renouvelable sujette à des coûts d'approvisionnement augmentant au fil du temps ou l'opinion actuellement populaire considérant le gaz comme un produit abondant. La présente analyse repose sur l'opinion traditionnelle.

2.3.1.2 Transport et distribution du gaz

Dans le NARG, le transport du gaz entre régions est assuré par l'entremise de 123 corridors pipeliniers, représentant chacun des pipelines ou une série de pipelines dotés de caractéristiques similaires. Les droits sont déterminés en fonction d'une moyenne, notamment les frais de variables et la demande. Dans la plupart des cas, les droits sont supposés rester constants en termes réels, car

---

[2]Le prix filet de 7 $ US/millier de pieds cubes ($ de 1991) suppose une combinaison du méthane de gisements de charbon, des ressources frontalières, de la gazéification du charbon et du GNL.

on suppose que les prolongements de pipeline sont contrebalancés par la dépréciation de l'assiette actuelle des taux.

Le prix du gaz au point de livraison (avant addition des frais de distribution) dans un marché donné est le même pour tous les secteurs d'utilisation ultime; il n'y a pas de différentiation des prix.

Les marges de distribution sont les moins élevées dans le secteur industriel et le secteur producteur d'électricité, et les plus élevées dans le secteur captif en vue de refléter les coûts relatifs de prestation du service. En conséquence, les changements du prix du gaz auront la plus grande incidence, en pourcentage, sur les marchés qui peuvent opter pour une autre forme d'énergie. Les marges sont supposées rester constantes en termes réels pendant la période visée par l'étude.

2.3.1.3 Demande de gaz

La demande nord-américaine provient de 17 régions consommatrices et des secteurs captif, industriel et de production d'électricité de chaque région. Les quatre régions canadiennes sont le Québec, l'Ontario, l'Ouest canadien et la Colombie-Britannique.

Le marché captif englobe les utilisateurs de gaz des secteurs résidentiel et commercial ne s'adonnant pas à la coproduction. Le marché industriel englobe tous les utilisateurs industriels de mazout lourd et de gaz qui ne s'adonnent pas à la coproduction[1]. La production d'électricité inclut tous les services publics utilisant du gaz, du mazout lourd ou du mazout léger, ainsi que les coproducteurs commerciaux et industriels utilisant du gaz ou du pétrole.

Il est présumé que les utilisateurs de gaz du marché captif sont incapables d'utiliser des combustibles de remplacement. Sur le marché industriel canadien, on suppose que 25 p. 100 des utilisateurs de gaz seront incapables de passer à une autre forme d'énergie. Toutefois, les trois quarts restants des utilisateurs de gaz et tous les utilisateurs de mazout lourd seront en mesure, en quelques années, d'utiliser indifféremment le gaz ou le mazout lourd. Sur le marché de la production d'électricité, les consommateurs peuvent passer du gaz au mazout lourd ou du gaz au mazout léger et vice-versa en fonction de la technologie de production. Ces hypothèses sur la capacité des utilisateurs industriels et producteurs d'électricité de passer du gaz au mazout lourd et vice-versa ont d'importantes conséquences sur les résultats de l'analyse, tel que décrit au chapitre 3.

---

[1]Cette définition du marché industriel, c'est-à-dire qui exclut la coproduction industrielle à partir du gaz ou du pétrole, correspond au marché non captif.

Tableau 2-1
Description des scénarios du gaz naturel[a]

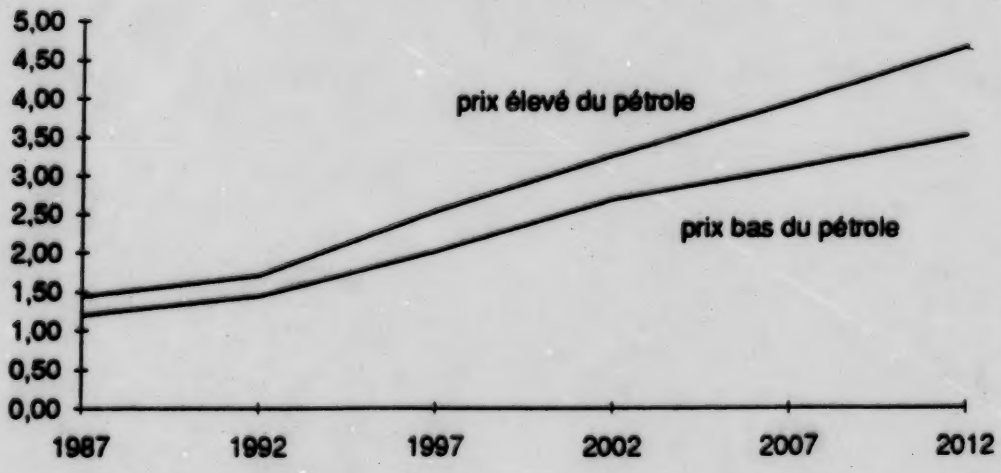
Scénario	Ressource au Canada[b] (EJ)	Ressource aux États-Unis[c] (billions de pieds cubes)	Prix du pétrole ($ US 1990 par baril)	Description
1	250	1415	20 - 27	de référence
2	250	1415	22 - 35	prix élevés du pétrole
3	250	1415	18 - 20	prix bas du pétrole
4	200	1415	20 - 27	faible ressource au Canada
5	300	1415	20 - 27	ressource élevée au Canada
6	300	1701	20 - 27	ressource élevée en Amérique du Nord
7	250	1415	20 - 27	prix filet bas (5,00 $ CAN 1990/GJ)

[a] Le but de ce tableau est de montrer les paramètres clés qui ont été modifiés dans les tests de sensibilité par rapport au scénario de référence.

[b] Les estimations de la ressource canadienne présentées dans ce tableau se rapportent uniquement au BSOC.

[c] Les estimations de la ressource américaine présentées dans ce tableau se rapportent uniquement aux 48 États continentaux.

Figure 2-2
Prix du gaz après traitement en Alberta
Fourchette des résultats - $Can 1990/GJ



Source: *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010*, ONE, 1991, Tableau 6-11 et Figure 6-37.

La demande est déterminée par une relation prix-quantité de référence et une élasticité des prix à court et à long termes. Les réactions face aux changements des prix du gaz sont plus fortes sur les marchés qui peuvent opter pour une autre forme d'énergie (par rapport aux marché captifs) où à l'effet de conservation s'ajoute l'effet de remplacement. Une hausse des prix du gaz par rapport aux prix du pétrole provoque une baisse de la demande de gaz sur ces marchés et une hausse de la demande de pétrole.

Dans la configuration de base du NARG, il est présumé que chaque combustible dominera une part égale du marché capable d'utiliser un combustible de remplacement quand les prix des combustibles concurrentiels seront les mêmes. Dans cette analyse, il est présumé que les utilisateurs ultimes seront disposés à payer un prix supérieur pour utiliser le gaz au lieu du mazout lourd en raison de la facilité relative d'obtenir, de distribuer et de consommer du gaz (le mazout lourd requiert un entreposage sur place, le nettoyage des brûleurs, etc.). Pour refléter ce prix plus élevé, il est supposé que les prix du gaz dépasseront les prix du mazout lourd de 5 p. 100 au Québec et de 7 p. 10 en Ontario et dans le reste du Canada avant que le mazout lourd ne détienne une part du marché égale à celle détenue par prix le gaz. Le prix de prestige présumé est inférieur au Québec afin de justifier l'accès plus facile à l'approvisionnement importé de mazout lourd.

Les impacts directionnels des incidences des prix et la facilité relative du remplacement de combustible sembleraient être représentés convenablement. C'est-à-dire que si les prix du gaz augmentent et dépassent le niveau des prix du pétrole, il s'ensuivra une baisse relativement faible de la demande de gaz sur le marché captif et des niveaux très légers d'utilisation de combustibles de remplacement. L'effet sur les marchés industriels du gaz serait relativement important, beaucoup d'utilisateurs optant pour le mazout lourd. Toutefois, l'importance et le moment de ces ajustements de la demande, en particulier dans le secteur industriel, sont tout à fait incertains.

2.3.2 Scénarios de référence et des incidences

Le scénario de référence s'inspire du scénario de référence du rapport de l'Office de 1991, intitulé *L'énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010* (OD de 1991). Dans ce rapport, plusieurs scénarios de rechange ont été analysés en vue de reconnaître l'incertitude liée à plusieurs variables importantes, notamment :

- Les prix du pétrole - élevés et bas
- Les ressources canadiennes en gaz naturel - élevées et basses
- Les ressources américaines en gaz naturel - élevées
- Le prix filet - bas

Les hypothèses de scénario sont résumées au tableau 2-1 et les divers résultats relatifs aux prix et aux volumes sont repris dans

Figure 2-3
Demande au titre de l'utilisation finale en Amérique du Nord
Fourchette des résultats - Exajoules/année

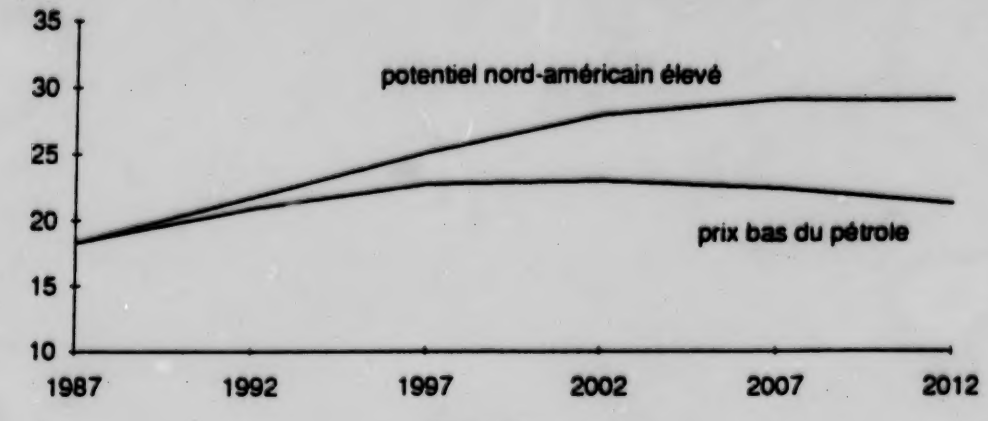


Figure 2-4
Exportations canadiennes nettes
Fourchette des résultats - Exajoules/année

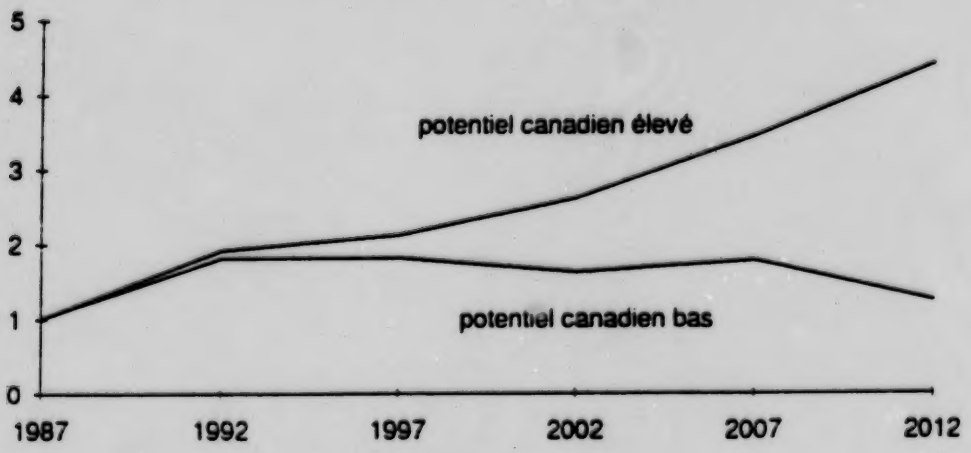
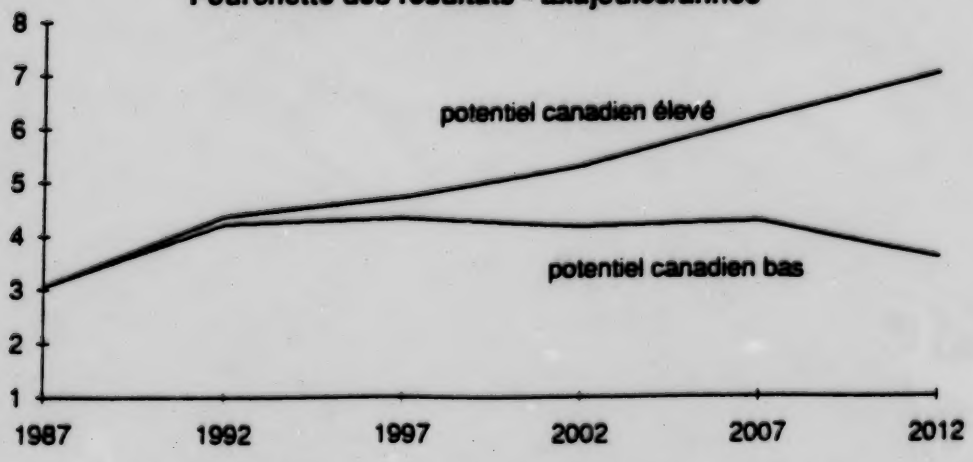


Figure 2-5
Production canadienne de gaz naturel
Fourchette des résultats - Exajoules/année



Source: *L'Énergie au Canada, Offre et demande1990-2010*, ONE, 1991, Figures 6-38, 6-39 et 6-40.

les figures 2-2 à 2-5. Il est évident qu'il existe d'importantes variations en fonction de la combinaison présumée des conditions du marché.

Dans la présente analyse, aux solutions étudiées dans l'OD de 1991 s'ajoutent trois scénarios qui pourraient donner lieu à une hausse de la demande de gaz canadien. Ceux-ci reposent sur d'autres hypothèses relatives aux conditions du marché des États-Unis qui pourraient provoquer une hausse des exportations canadiennes.

Scénario 1 - Augmentation de la demande américaine

La demande américaine augmente graduellement après 1992, pour être de 10 p. 100 supérieure aux niveaux du scénario de référence d'ici 1997 et pour le reste de la période visée par l'étude. Ceci déclenche une série de réactions des prix et des volumes sur les marchés américain et canadien. En général, une demande américaine plus élevée exige l'accès prématuré à des sources de gaz à coût plus élevé, ce qui engendre une hausse des prix. Cette hausse se répercute sur la demande américaine, contrebalançant partiellement la hausse initiale de la demande. Les prix plus élevés stimulent la production canadienne et américaine, de sorte que cette demande accrue est satisfaite par ces deux sources et grâce aux importations accrues de GNL. La production canadienne n'augmente pas autant que les exportations car les prix plus élevés, engendrés par la dépendance antérieure à l'égard d'approvisionnements en gaz plus coûteux, réduisent la demande intérieure au Canada.

Scénario 2 - Augmentation des coûts américains

Les coûts américains de prospection, d'exploitation et de production augmentent graduellement après 1992, pour être de 25 p. 100 supérieurs aux niveaux du scénario de référence en 1997 et pour le reste de la période visée par l'étude. Les coûts plus élevés rendent la production américaine de gaz moins concurrentielle par rapport au gaz canadien, encourageant donc davantage les importations canadiennes. Toutefois, même avec des importations canadiennes accrues, les consommateurs américains sont confrontés à des prix moyens plus élevés pour le gaz, ce qui les amène à réduire leur demande de gaz en faisant preuve de conservation et en optant pour d'autres formes d'énergie. Au Canada, la hausse des exportations provoque un recours précoce aux approvisionnements en gaz plus coûteux, ce qui donne lieu à une augmentation des prix du gaz. La réduction de la demande intérieure au Canada provoquée par la hausse des prix du gaz contrebalance partiellement la hausse de production provoquée par l'augmentation des exportations.

Scénario 3 - Scénario combiné

Les hypothèses des scénarios 1 et 2 sont avancées simultanément. Ce scénario produit les incidences les plus importantes sur les exportations canadiennes, la production et les prix car les hypothèses concernant l'augmentation de la demande américaine et des coûts ont tendance à se renforcer.

Chapitre 3 Résultats

3.0 Introduction

Le présent chapitre présente les résultats des scénarios de référence et des incidences. Tout d'abord, les tendances globales des principaux indicateurs d'activité du marché du gaz sont examinées, notamment :

- la demande américaine
- l'offre américaine (production et importations)
- les exportations canadiennes
- les prix du gaz
- la demande canadienne
- la production canadienne.

Ensuite, les incidences régionales sont abordées relativement aux tendances particulières dans la tarification sectorielle, la consommation et le remplacement de combustible. Finalement, les ajustements implicites de la demande et de l'offre sont abordés. Le chapitre se termine par une comparaison de la présente EIE avec l'EIE de 1989.

3.1 Scénario de référence

3.1.1 Hypothèses économiques

Les hypothèses économiques qui sous-tendent l'analyse sont identiques à celles contenues dans le rapport de 1991 de l'Office intitulé *L'énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010* (OD de 1991) :

- les prix mondiaux du pétrole sont supposés enregistrer une légère croissance réelle au cours des années 1990, atteignant 23 $ US le baril (selon la West Texas Intermediate [WTI], dollars de 1990) d'ici l'an 2000, passant ensuite à 25 $ avant 2005 et à 27 $ avant 2010. Il s'agit du point milieu dans la gamme de prix soutenables du pétrole.

- aux États-Unis, la croissance économique annuelle atteint une moyenne de 2,3 p. 100 pendant la période 1990-2010 et la croissance canadienne s'élève en moyenne à 2,2 p. 100.

- l'inflation américaine, telle que mesurée par l'indice synthétique des prix selon le produit intérieur brut (PIB),

Figure 3-1
Demande américaine de gaz par secteur
Scénario de référence

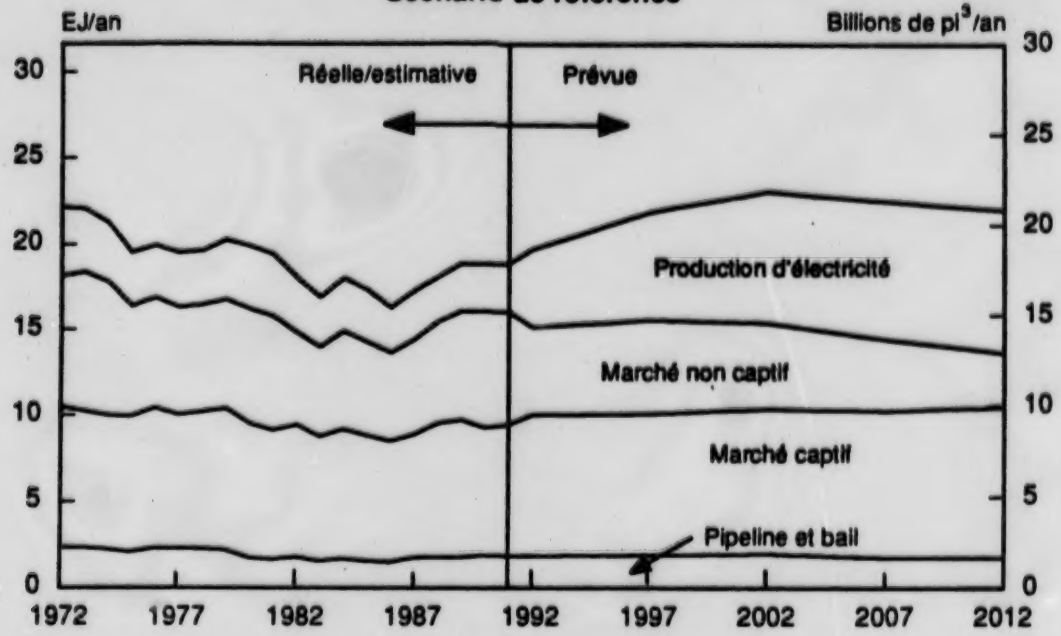
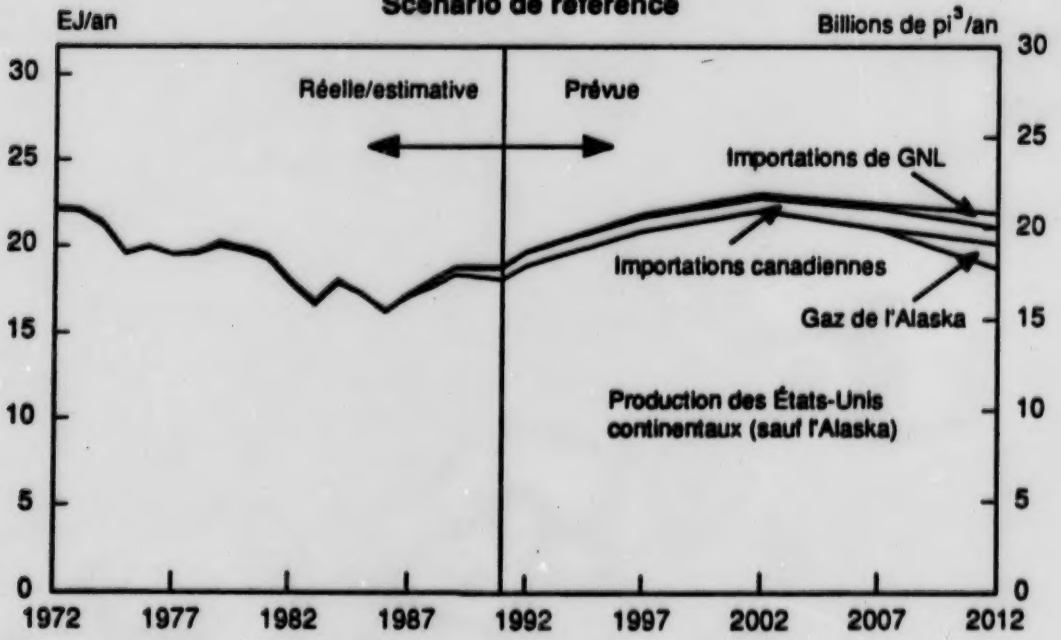


Figure 3-2
Offre américaine de gaz
Scénario de référence



atteint une moyenne de 4 p. 100 par année tandis que le taux, au Canada, s'élève en moyenne à 4,5 p. 100.

- le dollar canadien exprimé en monnaie américaine est supposé baisser à 0,80 $ US d'ici 1993, pour ensuite se stabiliser pour le restant de la période visée par l'étude.

Tel que discuté au chapitre 2, le modèle NARG exige une prévision exogène de la demande de gaz naturel pour trouver la solution d'un scénario particulier. Dans la présente analyse, la demande américaine est basée sur les prévisions de base de 1990 du U.S. Gas Research Institute, certaines modifications ayant été apportées par le personnel de l'Office, comme l'inclusion du projet Iroquois dans le nord-est des États-Unis. La demande canadienne est basée sur l'OD de 1991. Sur le plan de l'offre, l'analyse adopte les courbes de coûts utilisées dans l'OD de 1991[1].

3.1.2 Demande américaine de gaz

Les tendances de la demande de gaz par secteur sont illustrées à la figure 3-1. On estime que la demande totale atteindra 23 billions de pi^3/an d'ici 2002, par rapport à 18,8 billions de pi^3/an pendant les années 1989-1990. Cette croissance est surtout imputable aux considérations environnementales, en particulier en Californie et dans les États du nord-est, et à la production d'électricité à partir du gaz par les services publics et les producteurs indépendants d'électricité. Le «marché captif» (secteurs résidentiel et commercial, excluant la coproduction commerciale) enregistre une légère croissance tandis que le marché non captif (industriel, excluant la coproduction) demeure stable. Pendant les années 2002-2012, la demande américaine de gaz a baissé pour s'établir à environ 22 billions de pi^3/an, et ce, car les prix du gaz ont dépassé ceux du mazout lourd, provoquant la perte d'une part du marché non captif.

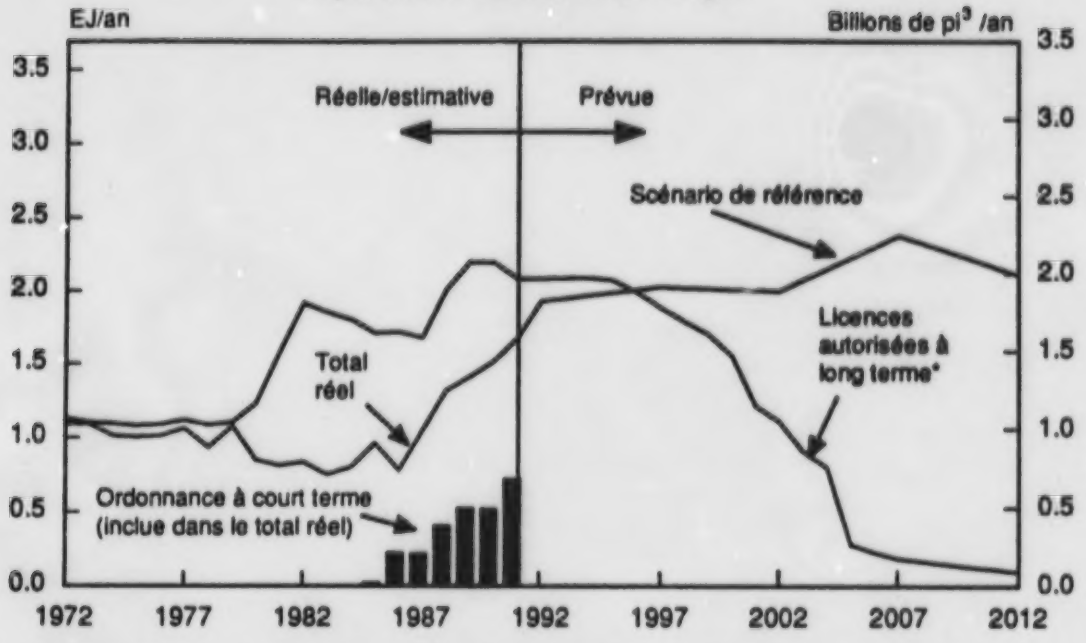
3.1.3 Offre américaine de gaz

L'offre américaine de gaz se compose de la production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), des importations canadiennes, des importations de GNL et plus tard dans la période visée par les prévisions, de gaz du nord de l'Alaska (figure 3-2). Le sud de l'Alaska continue de produire des volumes relativement petits aux fins de consommation locale et d'exportation. Dans la présente analyse, il n'y a aucune exportation des États-Unis vers le Mexique

---

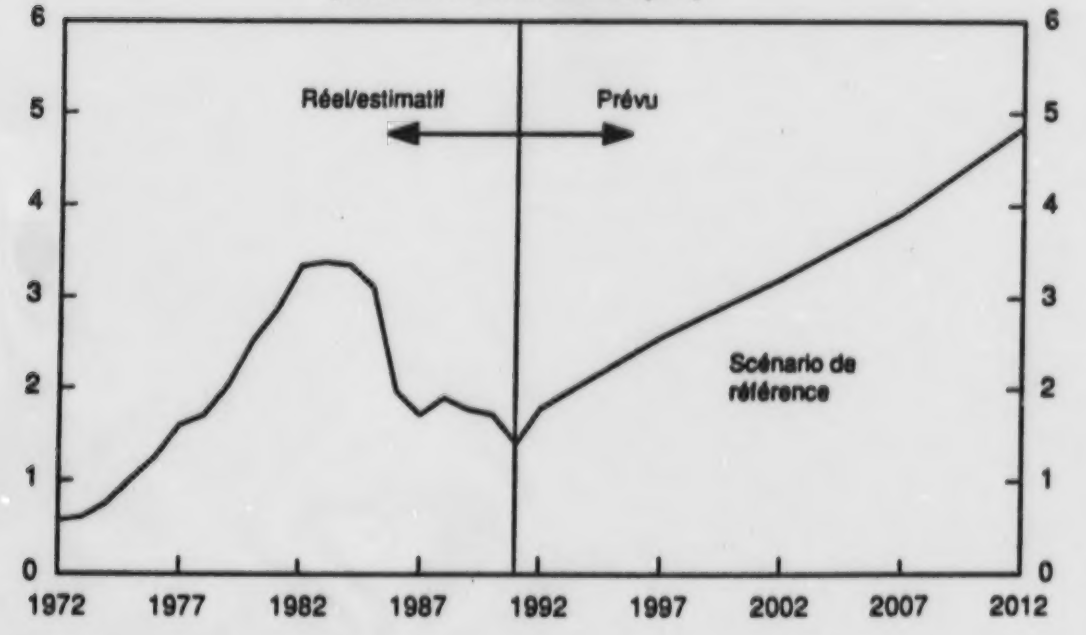
[1]Le NARG est utilisé afin d'estimer les résultats de l'OD de 1991 en ce qui concerne l'offre et la demande canadiennes. Ce scénario de référence devient ensuite l'assise sur laquelle baser des scénarios logiques des incidences, sans avoir à utiliser les modèles plus détaillés de l'offre et de la demande adoptés par l'Office.

Figure 3-3
Exportations canadiennes de gaz



* Fait référence aux volumes to taux autorisés sous toutes les licences dans une année donnée et inclue les licences qui n'ont pas été utilisées.

Figure 3-4
Prix du gaz après traitement dans les États-Unis continentaux ($US de 1991/Millier de pi³)



et, dans un contexte à plus long terme, le gaz mexicain n'est pas supposé être disponible aux fins d'exportation vers les États-Unis.

Au cours de la prochaine décennie, la demande sera surtout satisfaite par une combinaison de la production croissance des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et par les importations canadiennes. En outre, la capacité disponible dans les installations actuelles est utilisée afin d'accroître les importations de GNL.

Au tournant du siècle, la production des États-Unis continentaux (Alaska non comprise) diminuera. La hausse des coûts limitera la quantité de gaz procurant des recettes concurrentielles aux producteurs mais le gaz demeurera concurrentiel sur le marché par rapport au mazout lourd. Les importations canadiennes se mettront à baisser après l'an 2007, quand le gaz du nord de l'Alaska commencera à être acheminé et les importations de GNL augmenteront pour atteindre des niveaux plus importants. Celles-ci passeront à environ 8 billions de pi^3/an d'ici l'an 2012 et sont supposées être disponibles à un coût débarqué s'élevant environ à 85 p. 100 de celui du pétrole brut, donnant lieu à des prix du gaz variant entre 4 et 5 $ US/millier de pi^3 ($ US de 1991).

3.1.4 Exportations canadiennes

Les résultats de l'analyse laissent entendre que le gaz canadien demeurera concurrentiel sur le marché américain. Selon le scénario de référence, les exportations avoisinant les deux billions de pi^3/an peuvent se maintenir pendant une bonne partie de la période visée par l'étude. Comme le montre la figure 3-3, ceci dépasse clairement le niveau d'exportation visé par les licences actuellement autorisées par l'Office. En conséquence, selon les prévisions des exportations, les exportateurs canadiens seront en mesure de remplacer ou de renouveler les contrats qui expireront.

La figure 3-3 illustre également la quantité accrue d'exportations au cours des dernières années, qui ont été acheminées en vertu d'ordonnances à court terme rendues par l'Office (approbation pour une période de moins de deux ans). Il s'agit d'une analyse à long terme davantage axée sur l'ensemble des besoins en gaz canadien sur le marché américain; toutefois, on n'a pas tenté d'évaluer la ventilation des prévisions de l'ensemble des exportations entre les autorisations à long terme et celles à court terme.

3.1.5 Prix du gaz naturel

L'établissement des prix dans cette analyse à long terme reflète les coûts de tout le cycle de la prospection, de l'exploitation et de la production, et tient compte des recettes concurrentielles des producteurs. Le volume d'approvisionnement disponible est limité par la concurrence sur le marché. Les prix du marché, le revenu net des producteurs (prix du marché moins les frais de transport et de

Figure 3-5
Prix du gaz après traitement en Alberta
($US de 1991/Millier de pi 3)

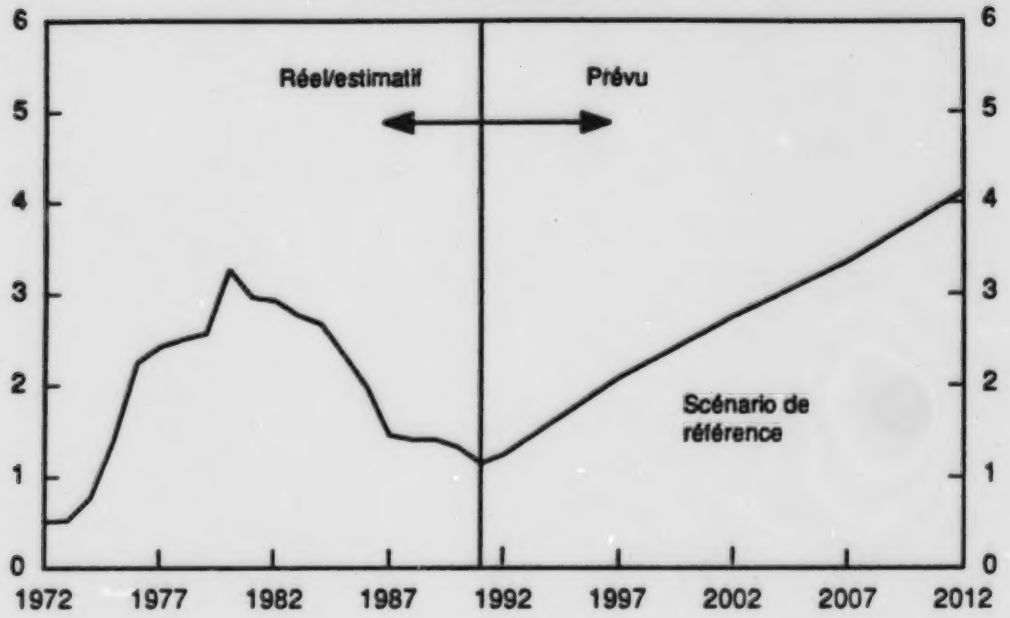
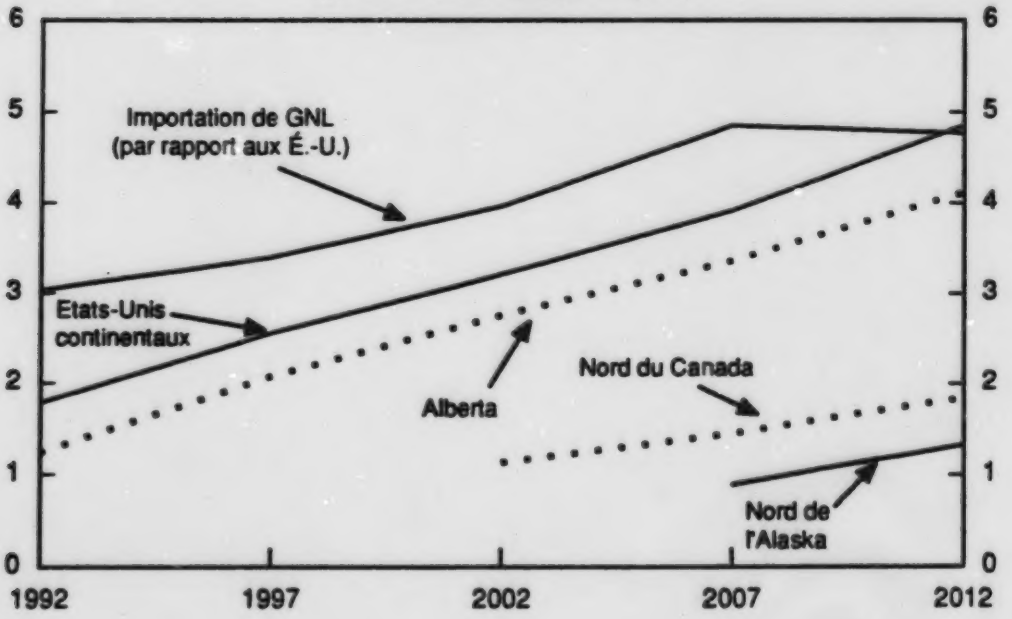


Figure 3-6
Prix du gaz après traitement
($US de 1991/Millier de pi 3)



distribution) et en conséquence, le volume de production provenant d'une source particulière, sont donc soumis à une limite plafond.

Dans le scénario de référence, les prévisions des prix américains sont les suivantes :

Tableau 3-1
Prix après traitement et importations de GNL aux États-Unis
Scénario de référence - $ US de 1991/milliers de pi³

	1992	1997	2002	2007	2012
États-Unis continentaux (sauf l'Alaska)	1,78	2,55	3,21	3,92	4,85
Importations de GNL	3,03	3,39	3,96	4,85	4,77
Gaz de l'Alaska	SO	SO	SO	0,89	1,33

Selon le scénario de référence, d'après les hypothèses avancées dans cette analyse, il y aura une importante pression à la hausse exercée sur les prix du gaz naturel au cours de la prochaine décennie, comparativement aux conditions de marché déprimé qui ont caractérisé le secteur gazier au cours des dernières années.

Tel que mentionné auparavant, suite à l'intégration des marchés canadien et américain, les prix canadiens suivent de près les tendances américaines. Les prix canadiens sont résumés au tableau 3-2.

Tableau 3-2
Prix canadiens après traitement
Scénario de référence - $ US de 1991/milliers de pi³
($ CAN de 1991/GJ)

	1992	1997	2002	2007	2012
Prix à la sortie de l'usine en Alberta	1,26 (1,47)	2,07 (2,45)	2,75 (3,20)	3,36 (3,80)	4,11 (4,54)
Nord du Canada	SO	SO	1,13 (1,31)	1,45 (1,64)	1,84 (2,03)

On peut soutenir que ces prévisions des prix du gaz devraient être baissées, ou les augmentations de prix différées, jusqu'à ce que l'excédent ait diminué. Les prix pratiqués récemment aux États-Unis, variant entre 1,40 $ et 1,5 $ US/millier de pieds cubes[1], et même les prix canadiens encore plus bas sont révélateurs d'une

[1]Le prix annuel moyen à la tête de puits aux États-Unis en 1990 et 1991 (dollars de 1991)

Figure 3-7
Demande canadienne de gaz - Scénario de référence

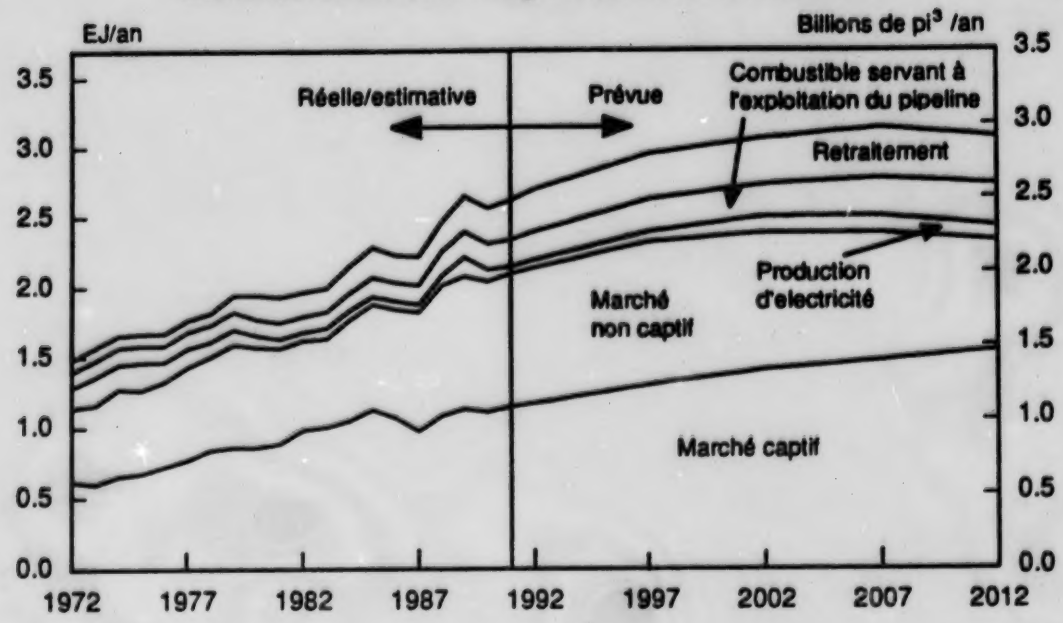
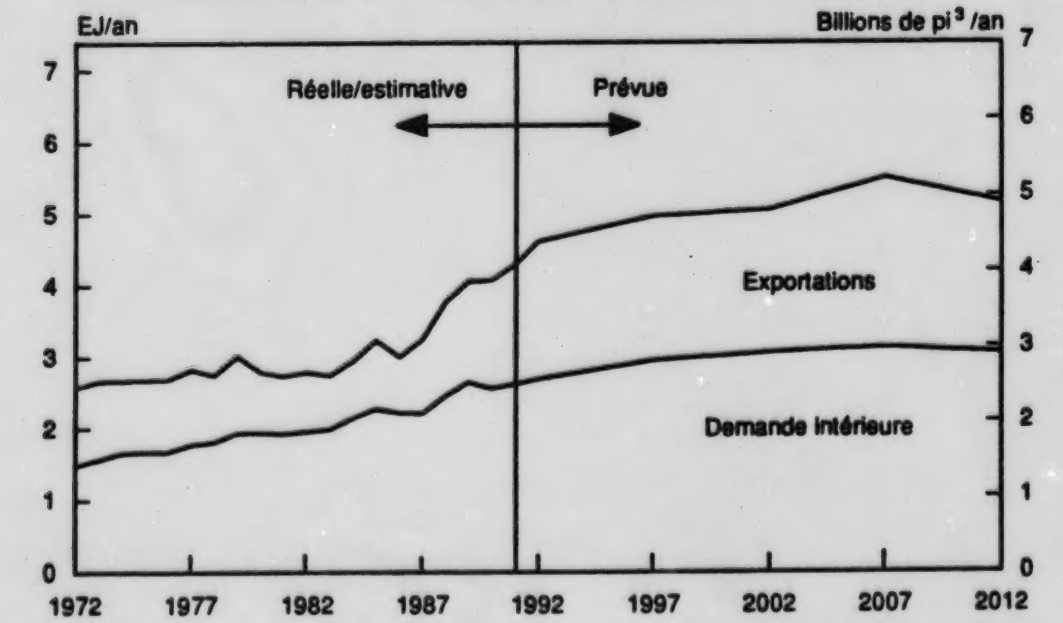


Figure 3-8
Utilisation du gaz canadienne - Scénario de référence



détermination du prix à partir du coût marginal à court terme et peuvent ne pas suffire pour couvrir les coûts de tout le cycle. À plus long terme, les conditions sous-jacentes de l'offre et de la demande domineront.

L'aspect «offre» jouera un rôle décisif pour déterminer l'évolution éventuelle des prix futurs du gaz. Tel que susmentionné, il plane beaucoup d'incertitude sur l'importance et les coûts des ressources en gaz naturel. Selon cette analyse, la demande accrue nécessitera l'exploitation de réserves plus coûteuses. On pourrait également supposer qu'un concours de circonstances, comme un capital-ressources plus important ou des progrès technologiques, se traduira par une réduction des coûts des approvisionnements, qui, à son tour, pourrait maintenir les prix à la baisse pendant une période prolongée. Ce résultat éventuel n'a pas été étudié en détail.

Les prix canadiens de détail (tableau 3-3) reflètent la tendance des prix de production ainsi que des marges de transport et de distribution. Durant les premières années des prévisions, les prix du gaz sur le marché non captif sont inférieurs aux prix du mazout lourd pour ensuite leur devenir supérieurs, stimulant ainsi le remplacement du gaz par du mazout lourd.

Sur le marché captif, l'incidence, sur la demande, d'une augmentation des prix (réels) de l'énergie se limite à celle provoquée par les économies d'énergie. À la longue, la substitution peut s'effectuer quand le matériel est remplacé soit en raison d'une réfection soit en raison de changements au parc domiciliaire.

Tableau 3-3
Prix canadiens d'utilisation ultime - $ US de 1991/millier de pi^3

	1992	1997	2002	2007	2012
Captif - gaz	3,94	4,59	5,29	5,94	6,74
Non captif					
- gaz	3,08	3,73	4,43	5,05	5,87
- mazout lourd	3,59	4,04	4,34	4,64	5,01
- gaz/ mazout lourd	0,86	0,92	1,02	1,09	1,17

3.1.6 Demande intérieure canadienne

En général, la demande intérieure canadienne augmentera à un taux de 1,2 p. 100 par an pendant la période 1992-2002 pour ensuite se stabiliser dans les dix années qui suivront.

En ce qui concerne l'utilisation ultime, le marché captif maintient une croissance modérée pendant toute la période (figure 3-7). Le

marché non captif continue de prendre de l'expansion dans l'immédiat. Finalement, le remplacement par du mazout lourd engendrera une réduction des volumes de gaz canadien destinés au marché non captif.

Sur le plan régional, dans l'Ouest canadien, la demande de gaz augmentera pendant toute la période, tandis que, en raison du prix désavantageux par rapport au mazout lourd, la demande baissera réellement en Ontario (après l'an 2002) et au Québec (après 1992). L'importance réelle du remplacement par du mazout lourd pourrait être moindre, selon la capacité des utilisateurs industriels d'utiliser des combustibles de remplacement, et, éventuellement, selon la mesure dans laquelle les consommateurs seraient disposés à payer un prix supérieur pour le gaz.

3.1.7 Production canadienne

Suite à la hausse combinée de la demande intérieure canadienne et des exportations, la production augmente, pour passer des 4 billions actuels de pi^3/an à près de 5 billions de pi^3/an en début de siècle (figure 3-8). La production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) continue de parvenir principalement de l'Alberta. La production du delta du Mackenzie est amorcée en 2004, les volumes atteignant 0,7 billion de pi^3/an.

3.2 Scénarios des incidences

Tel que mentionné au chapitre 2, deux types différents de circonstances pouvant déboucher sur une augmentation des exportations ont été évalués. Par rapport au scénario de référence, le premier scénario prévoit une augmentation de 10 p. 100 de la demande de gaz américain et le deuxième, une augmentation de 25 p. 100 des coûts américains d'approvisionnement en gaz[1]. Le troisième scénario provient de la combinaison des deux premiers. L'analyse cerne les incidences de ces stimuli initiaux sur les marchés canadien et américain.

3.2.1 Aperçu

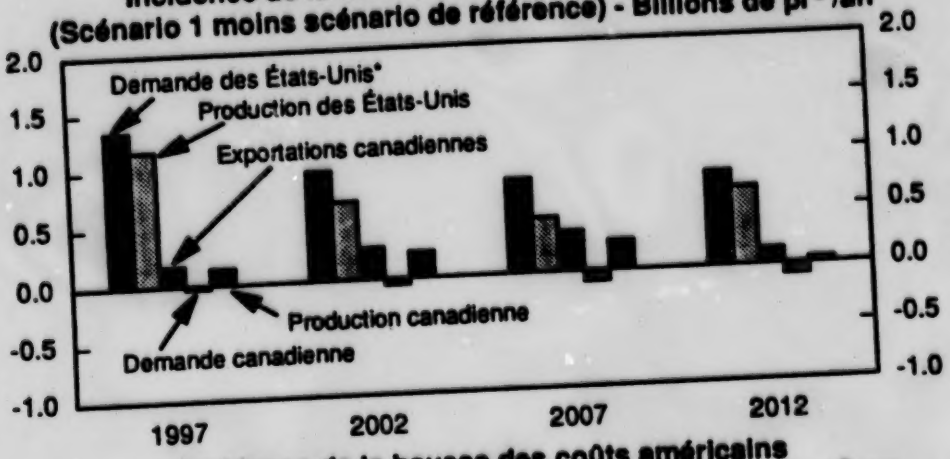
Les incidences sur la demande et la production canadiennes et américaines, par rapport aux niveaux du scénario de référence, sont résumées dans les trois schémas de la figure 3-9.

---

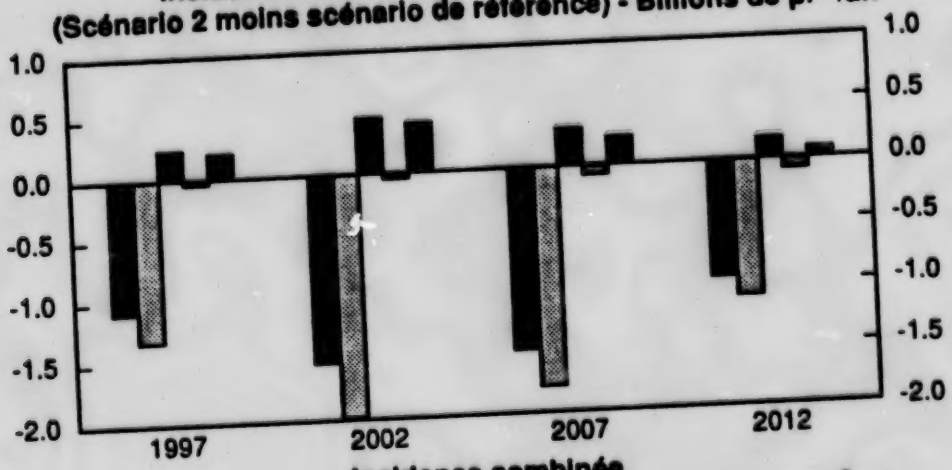
[1]Ces incidences sont portées progressivement à leur niveau cible pendant les années 1993-1997 et maintenues à ces niveaux pour le reste de la période visée par l'étude.

Figure 3-9

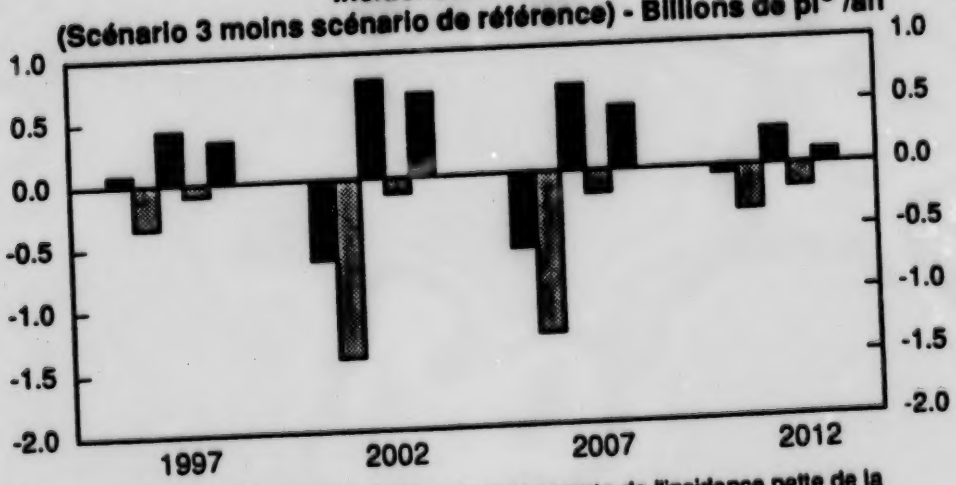
Incidence de la hausse de la demande américaine
(Scénario 1 moins scénario de référence) - Billions de pi^3 /an



Incidence de la hausse des coûts américains
(Scénario 2 moins scénario de référence) - Billions de pi^3 /an



Incidence combinée
(Scénario 3 moins scénario de référence) - Billions de pi^3 /an



* L'incidence sur la demande des États-Unis tient compte de l'incidence nette de la hausse initiale (10 p. 100) et de la réduction de la demande provoquée par la hausse des prix du gaz.

Scénario 1 - Hausse de la demande américaine[1]

La hausse de la demande américaine entraîne une augmentation de la production américaine et des exportations canadiennes. Étant donné que l'on a recours plus tôt aux réserves plus coûteuses - comparativement au scénario de référence -, en raison du besoin de ces réserves, les prix subissent donc des pressions à la hausse. La hausse des prix se répercute sur la demande américaine, réduisant le stimulus initial. Toutefois, la demande américaine reste supérieure à celle du scénario de référence. Bien que la hausse des prix réduise la demande canadienne, l'incidence nette sur la production canadienne (avec des exportations plus élevées) est positive.

L'incidence de la demande américaine s'atténue au fil du temps car la hausse des prix, résultant d'approvisionnements plus coûteux, engendre une économie d'énergie et l'utilisation de combustibles de remplacement. Plus tard dans la période visée, l'incidence sur les exportations canadiennes s'amoindrit quand la hausse des coûts des approvisionnements canadiens, conjuguée à des niveaux de production plus élevés, rendent les importations de GNL et le gaz de l'Alaska du Nord plus attrayants.

Scénario 2 - Hausse des coûts américains

La hausse des coûts réduit la compétitivité du gaz américain par rapport aux approvisionnements canadiens; en conséquence, les exportations canadiennes augmentent. La hausse des prix américains et des niveaux d'exportations canadiennes entraîne une hausse des prix du marché, qui, à son tour, réduit la demande américaine et canadienne. La hausse des exportations fait plus que contrebalancer la réduction de la demande intérieure canadienne, donnant lieu à une augmentation nette de la production canadienne.

Scénario 3 - Scénario combiné

Aux États-Unis, la hausse des coûts fait plus que contrebalancer l'incidence d'une demande plus élevée; en d'autres termes, la demande et la production ont tendance à être inférieures à celles prévues dans le scénario de référence. Au Canada, l'incidence positive d'une demande américaine accrue sur les exportations et les volumes de production est renforcée par la hausse des coûts américains.

---

[1]Dans les sections suivantes, les numéros de scénario, par exemple, scénario 1, et leur description, par exemple, «hausse de la demande américaine», seront utilisés de façon interchangeable.

Figure 3-10
Exportations canadiennes de gaz

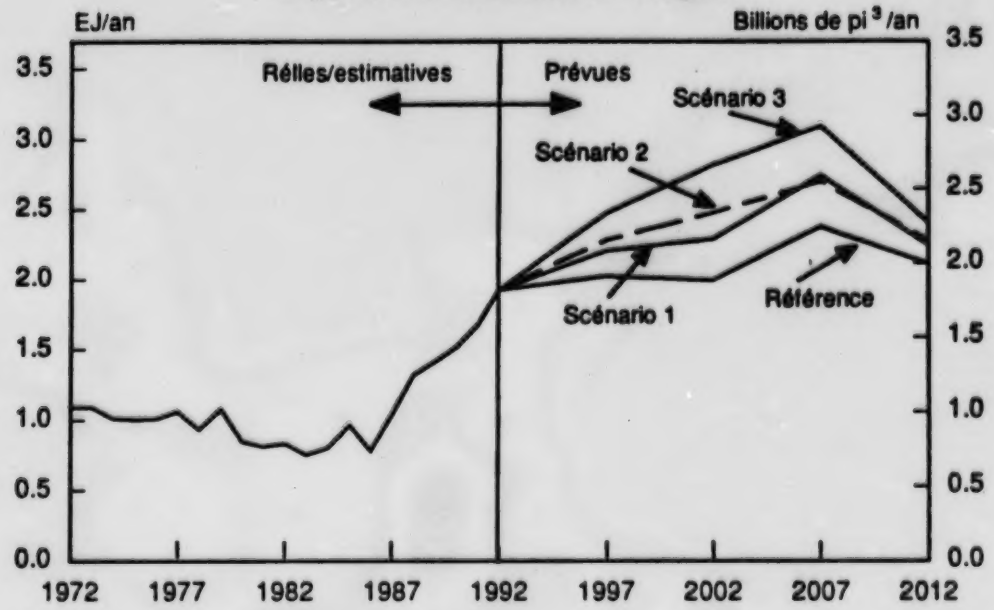
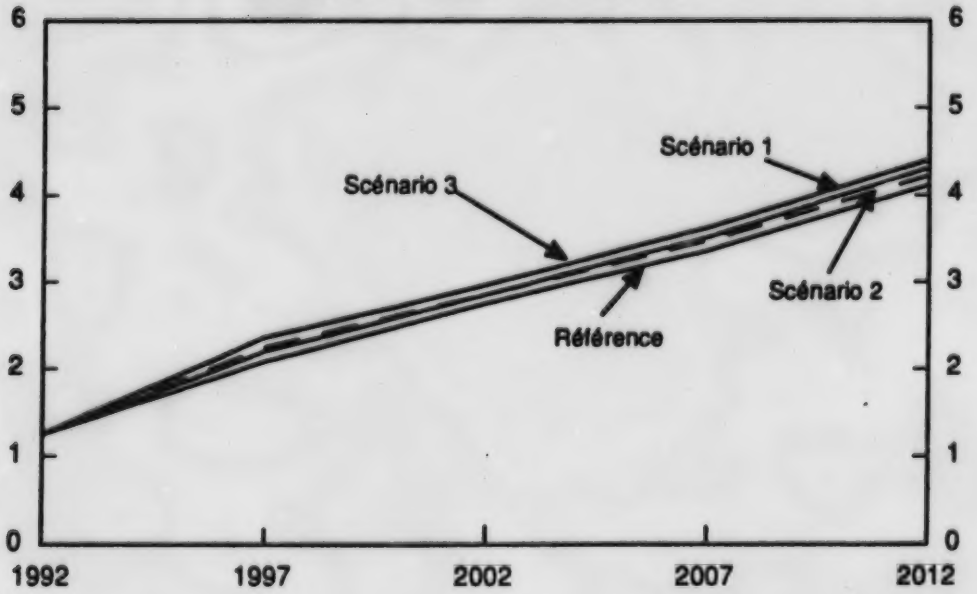


Figure 3-11
Prix du gaz après traitement en Alberta
($US de 1991/Millier de pi3)



3.2.2 Exportations canadiennes de gaz

Les prévisions des exportations de gaz sont illustrées à la figure 3-10. Dans le scénario 1, les exportations augmentent graduellement, pour passer de 1,8 billion de pi³ en 1992 à 2,5 billions de pi³ en 2007, et ensuite baisser à 2,1 billions de pi³ vers la fin de la période visée par l'étude. La baisse survenant après 2007 correspond à la mise en marché du gaz du nord de l'Alaska et à la compétitivité accrue du GNL.

Dans le scénario 2, les exportations culminent à 2,5 billions de pi³ en 2007 avant de baisser dans les cinq années qui suivent. Au départ, les volumes sont plus élevés que dans le scénario 1, puis deviennent similaires dans la période visée par les prévisions.

Dans le scénario 3, les incidences de la hausse de la demande américaine et des coûts des approvisionnements en gaz sont renforcées. Les exportations augmentent progressivement pour plafonner à 2,9 billions de pi³/an en 2007, avant de baisser pour atteindre environ 2,3 billions de pi³/an.

Tableau 3-4
Exportations canadiennes de gaz (nettes)

	1993-2012		
	Moyenne annuelle	Total	Total par rapport au scénario de référence
	Billions de pi³/an	Billions de pi³	Billions de pi³
Référence	2,0	40	-
Scénario 1	2,2	44	4
Scénario 2	2,3	46	6
Scénario 3	2,5	50	10

3.2.3 Prix canadiens après traitement

La demande accrue de gaz aux États-Unis et la hausse des coûts américains entraînent une augmentation des exportations canadiennes et, en conséquence, exigent un recours à des approvisionnements en gaz canadien plus coûteux plus rapidement.

Comme le tableau 3-5 l'illustre, dans les scénarios 1 et 2, l'incidence sur les prix après traitement est fort semblable. Par rapport au scénario de référence, les prix à la tête de puits sont, dans les scénarios 1 et 2, supérieurs de 3 à 8 p. 100, tandis que dans le scénario 3, les prix sont de 7 à 13 p. 100 supérieurs.

Figure 3-12
Demande canadienne de gaz
Marché captif

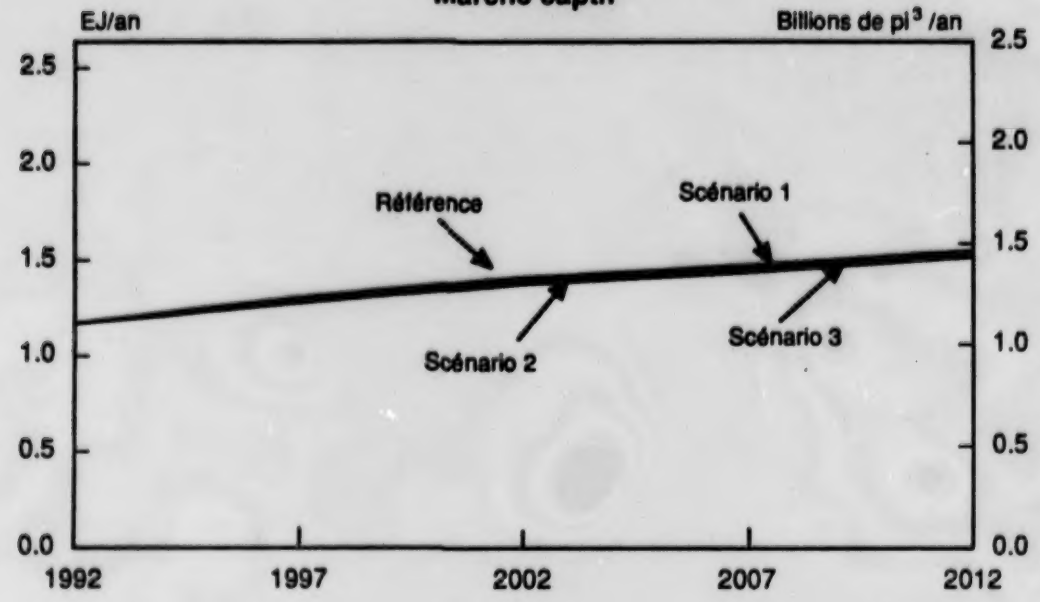
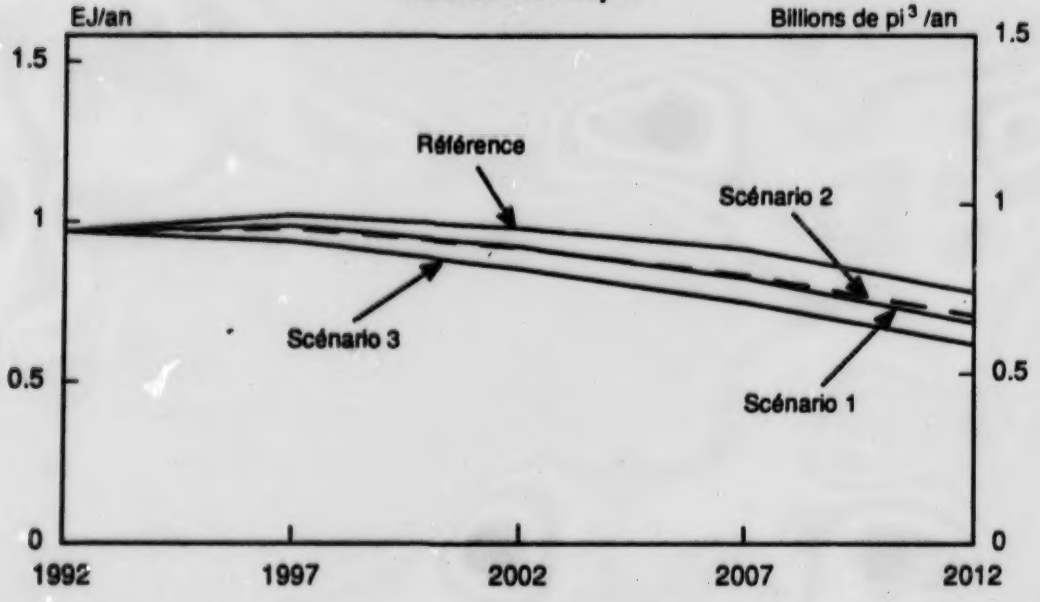


Figure 3-13
Demande canadienne de gaz
Marché non captif



Dans notre analyse, les incidences des prix canadiens après traitement reflètent le résultat des mesures prises sur le marché américain. En conséquence, les incidences des prix sont similaires pour les producteurs américains.

Tableau 3-5
Prix après traitement en Alberta

	1992	1997	2002	2007	2012
	$ US de 1991/milliers de pi³				
Référence	1,24	2,07	2,75	3,36	4,11
	Ratio par rapport au scénario de référence				
Scénario 1	1,0	1,06	1,04	1,05	1,05
Scénario 2	1,0	1,08	1,04	1,03	1,03
Scénario 3	1,0	1,13	1,08	1,08	1,07

3.2.4 Demande et prix canadiens de détail

Dans notre scénario des incidences, le prix du pétrole est supposé ne pas changer par rapport au scénario de référence. Ainsi, une hausse des prix du gaz affaiblit la position concurrentielle du gaz par rapport au pétrole. Ceci ressort plus clairement sur le marché non captif où l'utilisation d'un combustible de remplacement est considérée possible. Vu que le marché captif est peu en mesure d'opter dans l'immédiat pour des combustibles de remplacement, la consommation de gaz peut uniquement être réduite à la suite de l'«effet de conservation» provoqué par la hausse des prix.

Dans les scénarios 1 et 2, les prix moyens sur le marché captif sont de 2 à 4 p. 100 supérieurs aux niveaux du scénario de référence. Dans le scénario 3, les prix sont de 4 à 6 p. 100 plus élevés. En termes absolus, la hausse de prix à la pointe du brûleur est la même que celle que connaissent les producteurs. En pourcentage, la hausse des prix de détail est moindre car les éléments de transport et de distribution local du prix d'utilisation ultime sont supposés ne pas changer.

Figure 3-14
Demande canadienne de gaz
(à l'exclusion du retraitement)

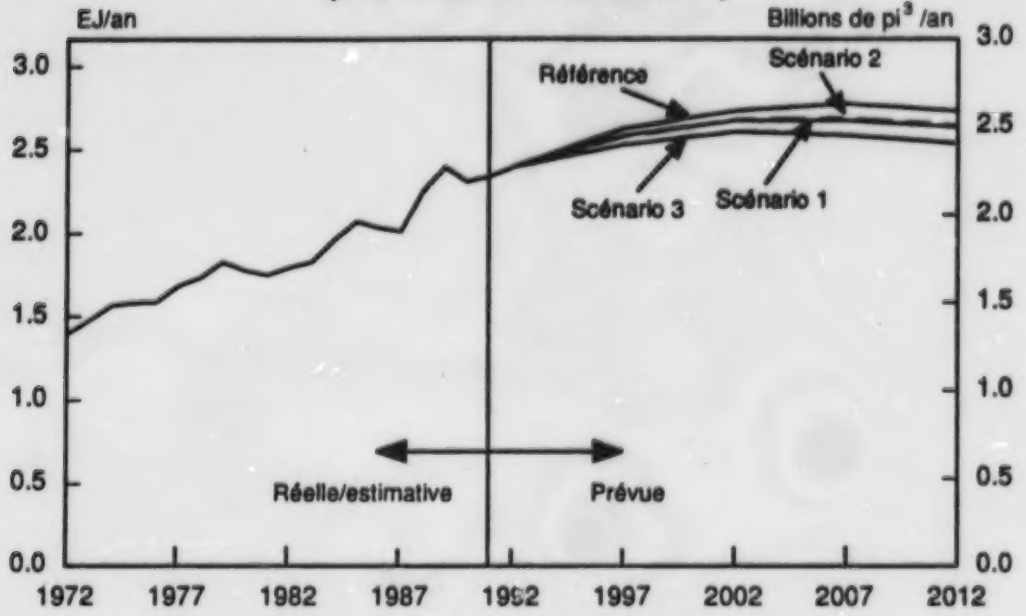


Figure 3-15
Production canadienne de gaz
(à l'exlcusion du retraitement)

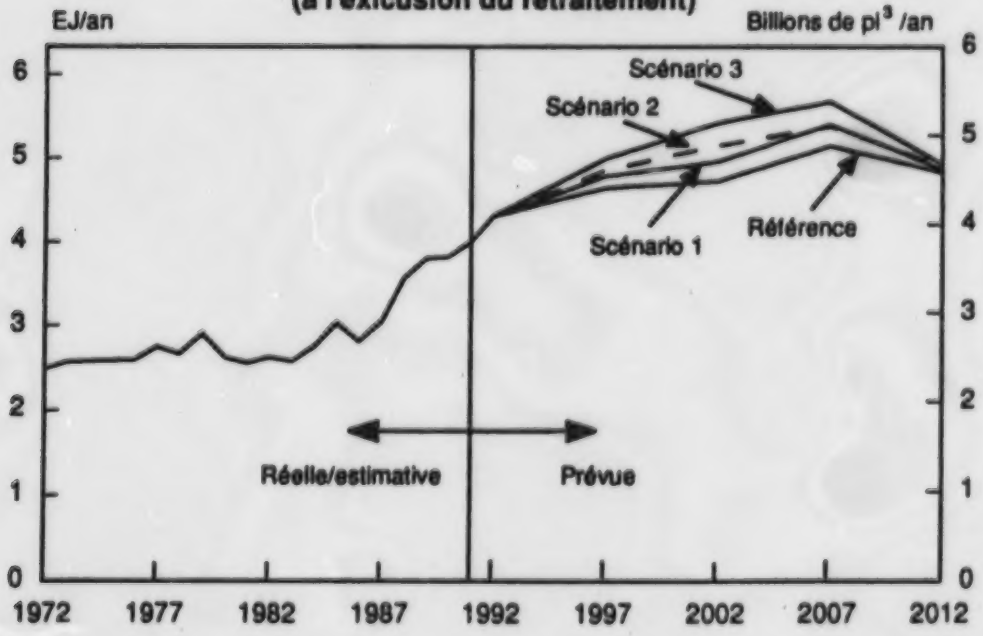


Tableau 3-6
Prix canadiens du gaz
Marché captif

	1992	1997	2002	2007	2012
	$ US de 1991/milliers de pi³				
Référence	3,94	4,59	5,29	5,94	6,74
	Ratio par rapport au scénario de référence				
Scénario 1	1,0	1,03	1,02	1,03	1,03
Scénario 2	1,0	1,04	1,02	1,02	1,02
Scénario 3	1,0	1,06	1,05	1,05	1,04

Les hausses du prix du gaz sur le marché non captif sont identiques à celles enregistrées sur le marché captif. Toutefois, dans la mesure où le remplacement par du mazout lourd est possible, le changement du prix du gaz par rapport à celui du mazout lourd constitue un facteur important pour la consommation de gaz sur le marché non captif. La hausse des prix du gaz dans les scénarios des incidences engendre une détérioration de la position concurrentielle du gaz comparativement à celle du mazout lourd par rapport au scénario de référence (tableau 3-5).

Tableau 3-7
Prix canadiens du gaz
Marché non captif

	1992	1997	2002	2007	2012
	Ratio par rapport au mazout lourd				
Référence	0,86	0,92	1,02	1,09	1,17
Scénario 1		0,95	1,05	1,12	1,21
Scénario 2		0,96	1,04	1,11	1,19
Scénario 3		0,99	1,07	1,15	1,23

Les figures 3-12 et 3-13 donnent une perspective des incidences de la demande. La demande sur le marché captif n'est que légèrement touchée par la hausse des prix dans les scénarios des incidences. Dans les scénarios 1 et 2, la réduction de la demande sur le marché non captif sera d'environ 7 p. 100 (50 milliards de pi³/an) d'ici l'an 2002, et d'environ 14 p. 100 (100 milliards de pi³/an) dans le scénario 3. Bien que cette réduction soit importante par rapport au marché non captif et qu'elle ne cesse de s'amplifier, elle est mineure par rapport à la demande totale.

La demande intérieure canadienne (figure 3-14) est réduite dans tous les scénarios des incidences, surtout en raison de l'incidence de la hausse des prix du gaz sur la demande du marché non captif.

Figure 3-16
Demande de gaz de l'Ontario
Scénario de référence

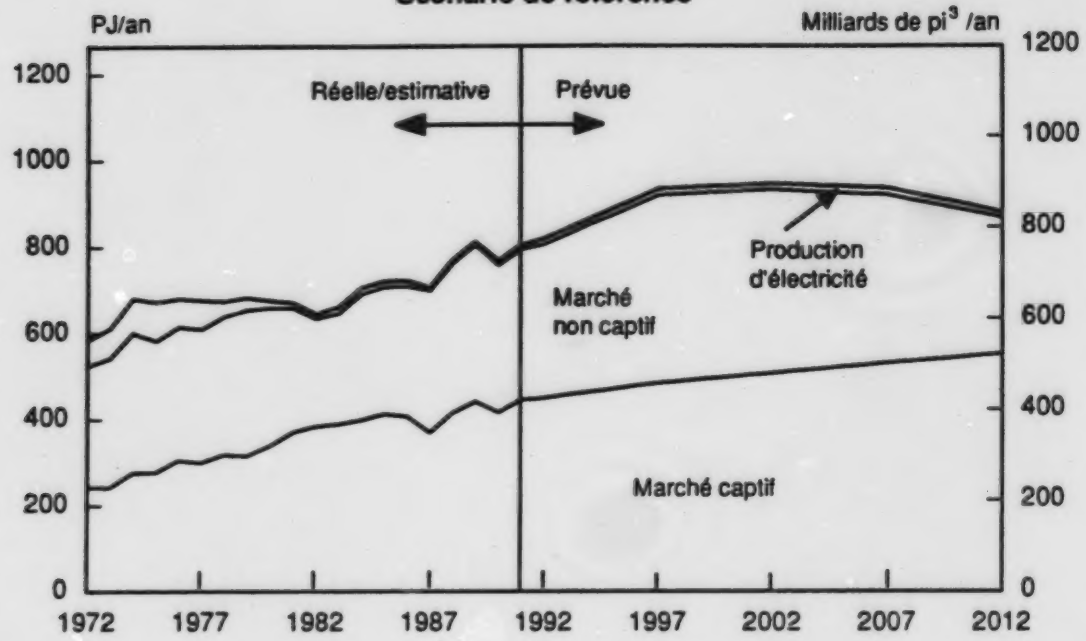
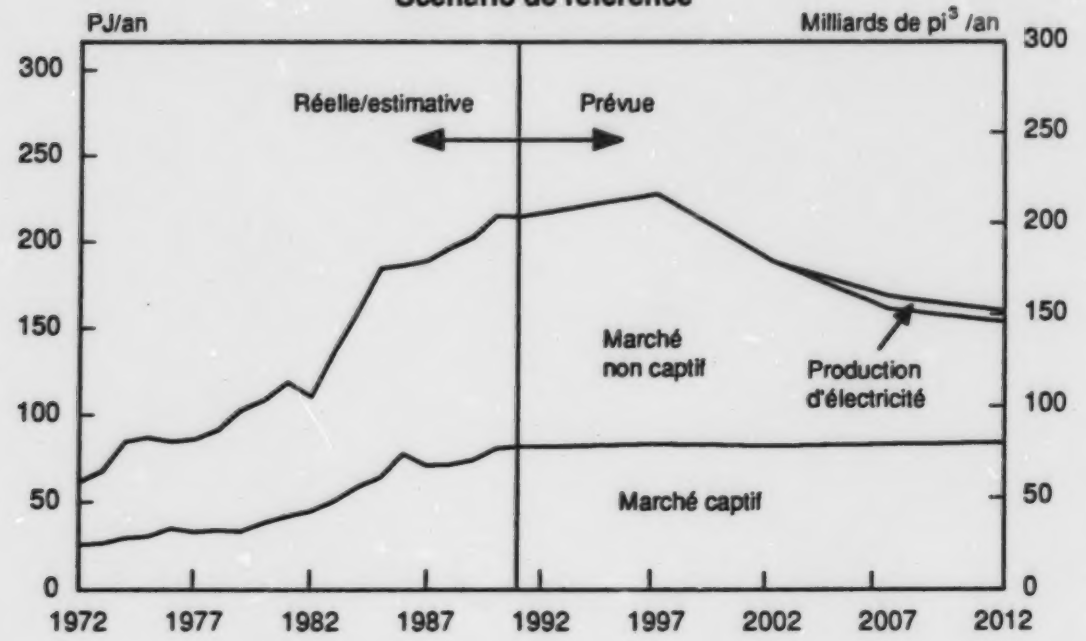


Figure 3-17
Demande de gaz du Québec
Scénario de référence



En 2002, les scénarios 1 et 2 sont inférieurs de 2 à 3 p. 100 tandis que le scénario 3 est inférieur d'environ 5 p. 100. D'ici la fin de la période visée par l'étude, la réduction annuelle sera de 3 à 4 p. 100 dans les scénarios 1 et 2, et de 7 p. 100 dans le scénario 3.

3.2.5 Production canadienne

Au cours des 20 années qui nous séparent de l'an 2012, dans les scénarios des incidences, la production annuelle supplémentaire est de 4 à 9 p. 100 supérieure à celle prévue dans le scénario de référence. La production supplémentaire totale pendant cette période devrait varier entre 3 et 8 billions de pi^3 (tableau 3-8). Les tendances annuelles sont illustrées à la figure 3-15.

Tableau 3-8
Production canadienne de gaz
(ne comprenant pas le retraitement)
1993-2012

	Moyenne	Total	Total par rapport au scénario de référence
	Billions de pi^3/an	Billions de pi^3	Billions de pi^3
Référence	4,5	91	-
Scénario 1	4,7	94	3
Scénario 2	4,8	95	4
Scénario 3	4,9	99	8

3.2.6 Incidences régionales - Ontario et Québec

Dans la présente section, nous traitons de certaines incidences régionales des exportations de gaz supplémentaires. L'accent est mis sur l'Ontario et le Québec, puisque ces deux régions enregistrent une réduction de volume, qui est plus que proportionnelle à leur part du marché canadien du gaz. Dans le scénario de référence, l'Ontario et le Québec constitueront environ 45 à 50 p. 100 du marché canadien de l'utilisation ultime au cours des 10 à 15 prochaines années (prévisions d'utilisation ultime aux figures 3-16 et 3-17). Toutefois, quand on compare le scénario de référence au scénario 3, ces provinces absorbent entre 55 et 65 p.100 de la réduction de la demande canadienne.

Marché captif

La demande sur le marché captif augmente au fil du temps et est peu touchée par la hausse des prix prévue dans les scénarios des incidences. Tel que mentionné auparavant, le marché captif est peu en mesure d'utiliser des combustibles de remplacement. De plus, le

Figure 3-18
Prix du gaz sur le marché non captif de l'Ontario
($US de 1991/Millier de pi^3)

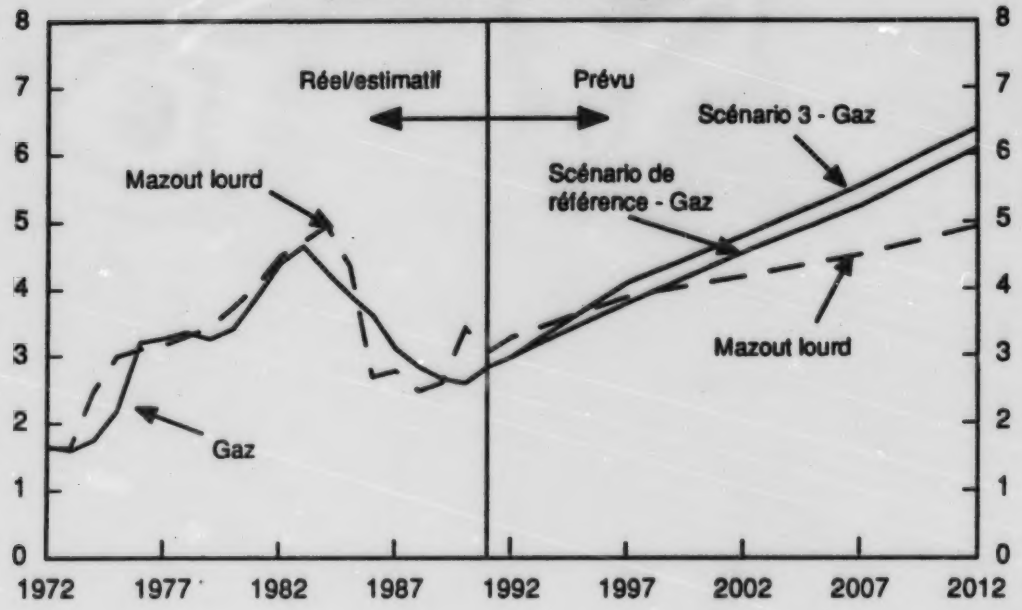
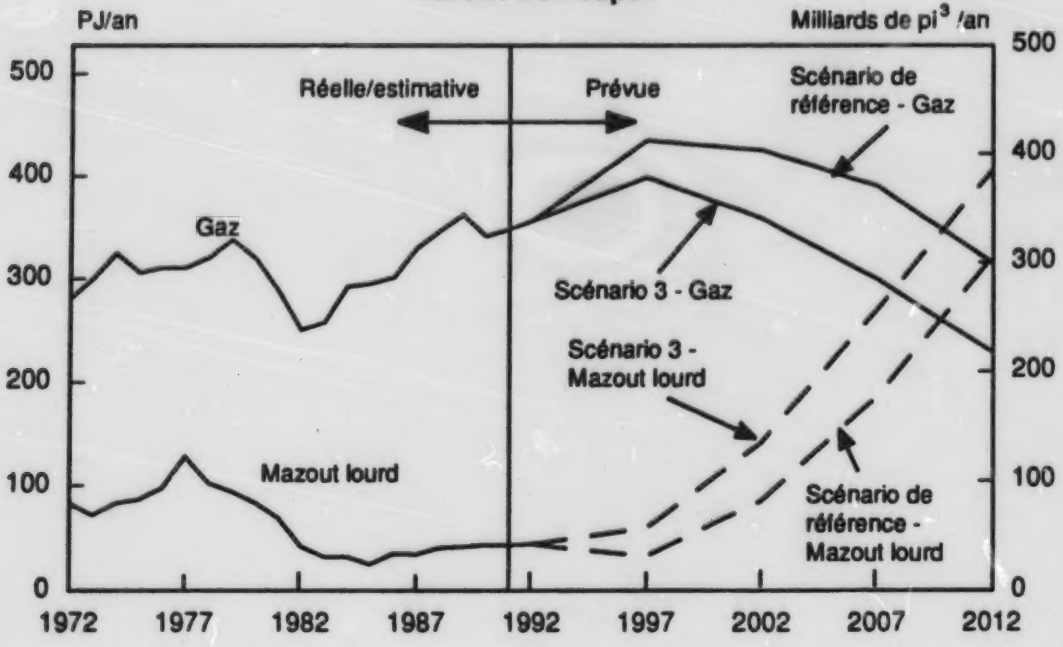


Figure 3-19
Demande de gaz de l'Ontario
Marché non captif



gaz livré sur le marché captif demeure concurrentiel par rapport au mazout léger et à l'électricité.

Les prix livrés du gaz en Ontario et au Québec reflètent la hausse des prix réels à la tête de puits, ainsi que les coûts de transport et de distribution (ces derniers étant supposés demeurer constants en termes réels). Les incidences des prix dans les deux régions sont quasi similaires. Dans les scénarios 1 et 2, les prix sur le marché captif sont de 1 à 3 p. 100 supérieurs à ceux du scénario de référence. Les prix sont de 4 à 6 p. 100 supérieurs dans le scénario 3.

Tableau 3-9
Prix du gaz sur le marché captif

	1992	1997	2002	2007	2012
	Ontario - $ US de 1991/milliers de pi^3				
Référence	4,50	5,20	5,96	6,64	7,49
	Ratio par rapport au scénario de référence				
Scénario 1	1,0	1,03	1,02	1,03	1,03
Scénario 2	1,0	1,03	1,02	1,02	1,02
Scénario 3	1,0	1,06	1,04	1,05	1,04
	Québec - $ US de 1991/milliers de pi^3				
Référence	5,51	6,25	7,05	7,77	8,67
	Ratio par rapport au scénario de référence				
Scénario 1	1,0	1,02	1,02	1,02	1,02
Scénario 2	1,0	1,03	1,02	1,02	1,01
Scénario 3	1,0	1,05	1,04	1,04	1,04

Marché non captif

Les utilisateurs du marché non captif sont supposés pouvoir utiliser des combustibles de remplacement. Sur ce marché, le gaz perd donc du terrain en faveur du mazout lourd quand les prix du gaz augmentent par rapport à ceux du mazout lourd. Dans le scénario de référence, les prix du gaz sur le marché ontarien deviennent égaux à ceux du mazout lourd et les dépassent pendant la période 1997-2202 (figure 3-18). Au Québec, la parité est plus imminente, se produisant pendant la période 1992-1997 (figure 3-20). Même si l'on suppose que les consommateurs capables d'opter pour une autre forme d'énergie continueront d'utiliser du gaz à des prix supérieurs à ceux du mazout lourd, en raison de ses caractéristiques de manutention et de combustion (en effet, en payant un prix supérieur pour le gaz), le mazout lourd continuera

Figure 3-20
Prix du gaz sur le marché non captif du Québec
($US de 1991/Millier de pi^3)

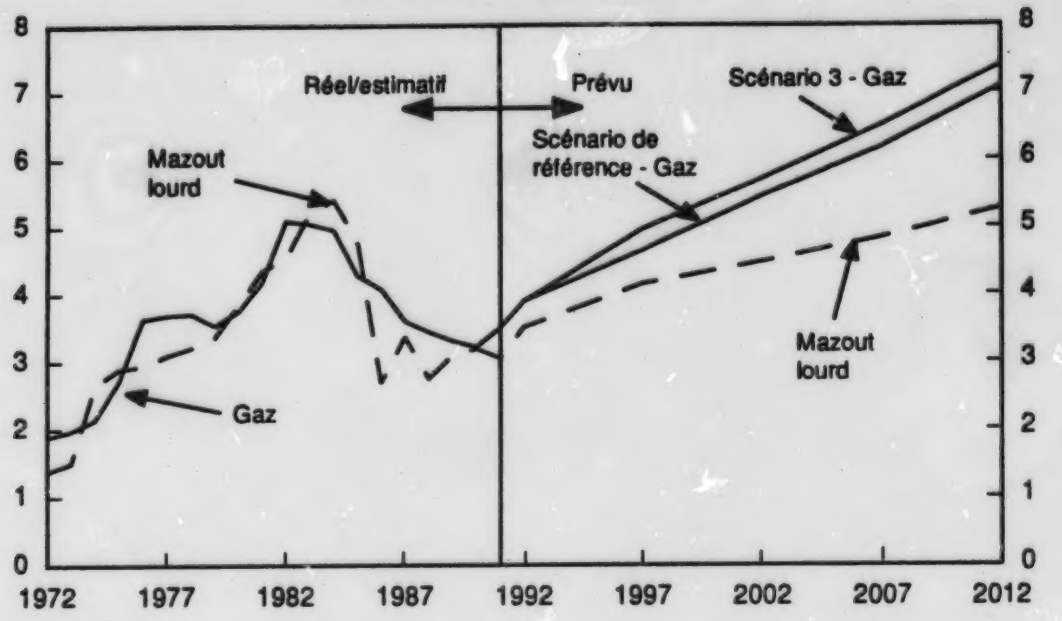
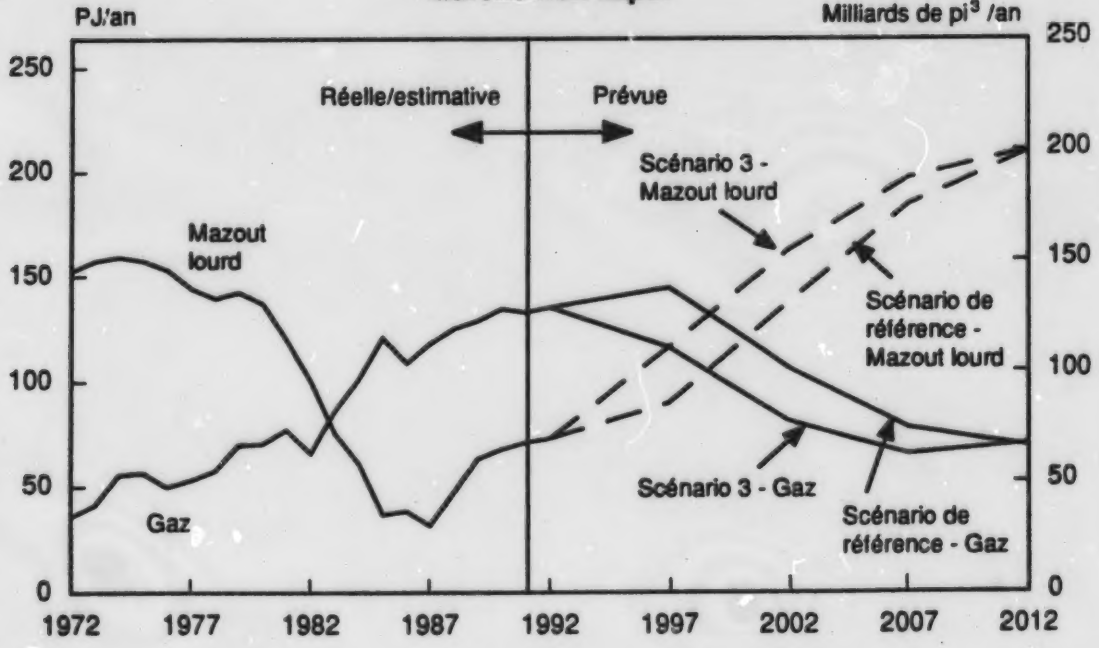


Figure 3-21
Demande de gaz du Québec
Marché non captif



de gagner beaucoup de terrain suite à la hausse perpétuelle des prix.

Le remplacement par du mazout lourd inverserait la tendance qui prévalait au cours des 15 à 20 dernières années, pendant lesquelles la consommation industrielle de gaz a augmenté tandis que celle de mazout a diminué. Dans le scénario de référence, la consommation de mazout lourd en Ontario atteindrait pendant la période 2002-2007 des niveaux plafonds identiques à ceux de la fin des années 1970 (figure 3-19). Ce «seuil» serait ravancé de trois à quatre ans dans le scénario 3 (en 1997-2002) et un peu moins dans les scénarios 1 et 2. Au Québec, le niveau plafond de la consommation de mazout lourd atteint au début des années 1970 serait une nouvelle fois atteint pendant la période 2002-2007 (figure 3-21). Cela se produirait un peu plus tôt dans les scénarios des incidences.

Étant donné que les prix du gaz continuent d'augmenter par rapport aux prix du pétrole, les hypothèses concernant l'utilisation d'un combustible de remplacement avancées dans cette analyse donnent lieu à une hausse continue de l'utilisation de mazout lourd. Vu que les résultats sont similaires aux États-Unis, qui sont à l'origine d'une part importante de la demande mondiale de pétrole, ceci pourrait exercer des pressions à la hausse sur les prix du pétrole et remet en question la validité de l'hypothèse selon laquelle les prix du pétrole sont exogènes à cette analyse. Cette question ainsi que le thème plus général de la faisabilité du remplacement du mazout lourd sont abordés à la section 3.3.

3.3 Ajustements de la demande

L'analyse indique que l'incidence sur les prix et les volumes du marché captif, née des conditions du marché prévues dans les scénarios des incidences, serait modeste.

En ce qui concerne le marché non captif, toutefois, étant donné les hypothèses, il y aurait une importante réduction de la demande de gaz à mesure que le mazout lourd remplacerait le gaz. La figure 3-19 (Ontario) et la figure 3-21 (Québec) illustrent l'importance de ce remplacement. Tel qu'indiqué précédemment, ceci constituerait un revirement par rapport au remplacement du pétrole par le gaz constaté au cours des 15 à 20 dernières années. Plusieurs raisons expliquent pourquoi le gaz peut ne pas être remplacé par du mazout lourd, ou, tout au moins, pas dans la mesure indiquée.

a) Hypothèse du prix du pétrole exogène

Le prix du pétrole brut constitue une importante variable exogène (ou provenant de l'extérieur) qui intervient dans cette analyse des marchés du gaz. Les prévisions des prix du gaz et les prix des produits pétroliers, notamment du mazout lourd, sont déterminés pour un scénario particulier et ne sont pas modifiés en fonction du résultat du scénario.

Toutefois, dans les prévisions, bon nombre d'utilisateurs optent pour le mazout, et ce, tant aux États-Unis qu'au Canada. En 2002, si l'on compare le scénario 3 au scénario de référence, le volume de combustible de remplacement utilisé s'élève au Canada à environ 0,1 billion de pi^3/an et à environ 2,3 billions de pi^3/an aux États-Unis. Au total, cela équivaut à environ 1,2 million de barils par jour de mazout lourd. Ceci augmenterait les besoins nord-américains en importations et exercerait des pressions sur la demande mondiale de mazout lourd, et en conséquence, sur la demande de pétrole brut. Ainsi, en raison de l'important remplacement par du mazout lourd - suite à la hausse des prix du gaz - il est possible qu'un certain type d'ajustement du marché, comme une hausse des prix du mazout lourd, survienne pour contrebalancer ou réduire l'importance de ce remplacement de combustible.

Le caractère exogène des prix du pétrole est particulièrement pertinent quand on évalue les incidences sur le volume par rapport au scénario de référence. La hausse des prix du gaz dans les scénarios des incidences, en supposant que le prix du pétrole ne change pas, accélère le remplacement par du mazout lourd.

b) Infrastructure

Si l'adoption d'un combustible de remplacement est de l'ampleur prévue dans l'analyse, il semble que d'importants investissements seront nécessaires dans l'infrastructure de transport (ou logistique), en particulier en ce qui concerne l'Ontario. Les coûts

Figure 3-22
Capacité de production de gaz naturel

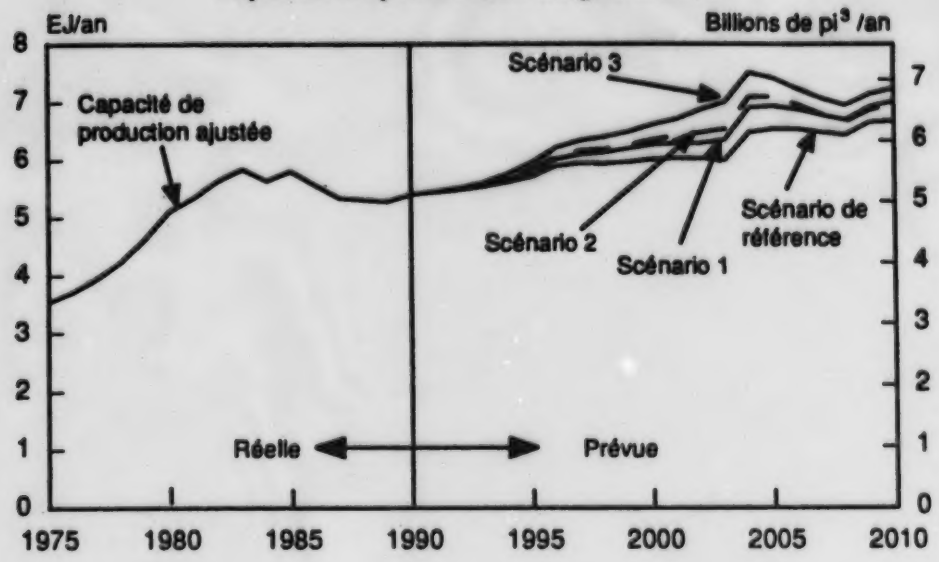
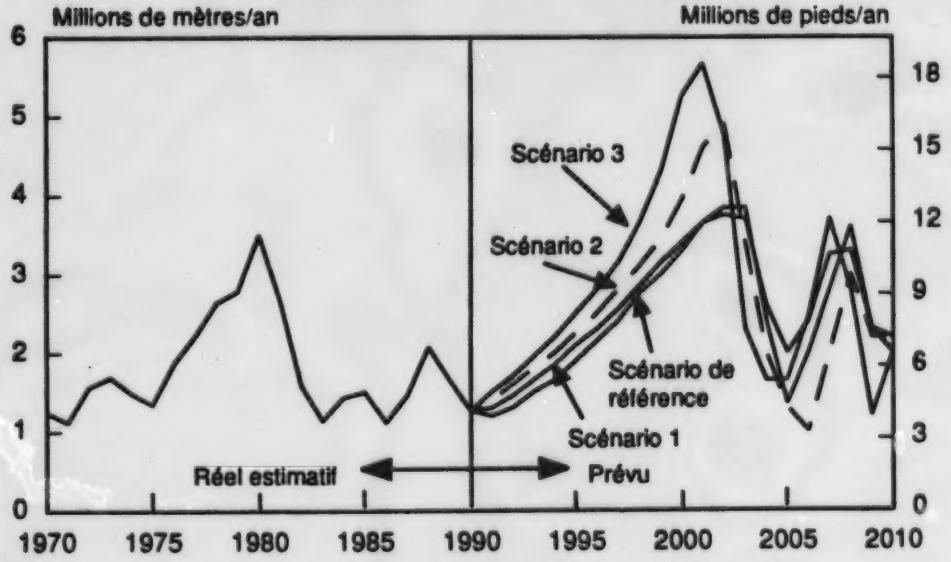


Figure 3-23
Forage exploratoire axé sur le gaz



de ces investissements n'ont pas été évalués. Il se peut alors que les coûts plus élevés de ces investissements réduisent la concurrence du mazout lourd par rapport au gaz sur le marché ontarien.

c) Restrictions d'utilisation du mazout lourd

On pourrait imposer des limitations à la consommation du mazout lourd pour des raisons d'ordre environnemental. Le prix du mazout lourd devrait être pondéré à la hausse afin de tenir compte des mesures de réduction des émissions ou de la dilution du mazout lourd dans des produits légers à combustion moins polluante. Les gens accorderaient à l'utilisation du gaz plus de valeur que prévu, et en conséquence, remplaceraient dans une moindre mesure le gaz par du mazout.

d) Solutions de rechange au mazout lourd

Les autres solutions comme l'électricité ou les techniques non polluante d'utilisation du charbon peuvent être offertes en vue de remplacer la demande de mazout lourd en partie ou intégralement. Bien que l'électricité présente un inconvénient apparent sur le plan du prix, elle est offerte de façon concurrentielle sur le marché industriel du Québec. L'introduction des techniques non polluantes d'utilisation du charbon dans la période visée et son applicabilité sont incertaines.

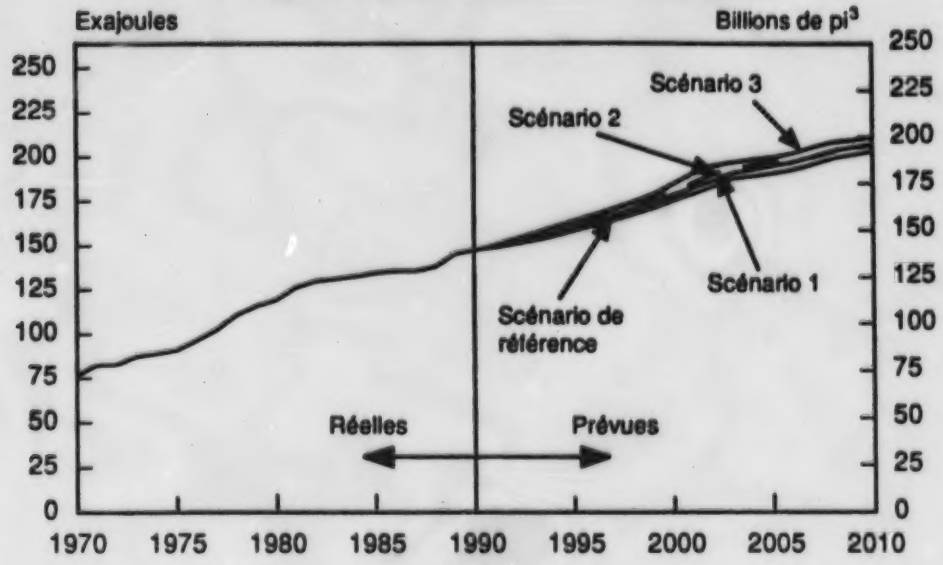
En somme, la validité de nos hypothèses concernant l'interchangeabilité du gaz et du pétrole lourd sur les marchés industriels est discutable et une analyse plus détaillée semble nécessaire.

3.4 Ajustements de l'offre

La hausse des exportations de gaz et, en conséquence, celle des niveaux de production canadiens exigent le développement d'une capacité de production supplémentaire. Les prévisions sur les possibilités de livraison dépendent des estimations du capital-ressources, des additions aux réserves et du rythme auquel ces réserves peuvent être produites. Il plane une grande incertitude sur les perspectives de chacune de ces variables. Cette incertitude devrait être prise en compte au moment d'examiner les prévisions des possibilités de livraison.

La figure 3-22 illustre les résultats de la capacité de production du BSOC et des régions pionnières dans les scénarios de référence et des incidences. La capacité s'accroît conformément aux exigences

Figure 3-24
Réserves initiales commercialisables



de la demande dans chaque scénario[1]. Dans tous les cas, le gaz du delta du Mackenzie commencera à être acheminé en 2004.

La figure 3-23 illustre les activités de prospection industrielle dans le BSOC, telles que mesurées par les mètres forés annuellement. Chaque courbe représente le niveau supposé d'activité requise pour obtenir les réserves nécessaires conformément aux prévisions respectives concernant les possibilités de livraison. Dans le scénario de référence, l'activité à court terme est relativement faible, reflétant l'excédent actuel de l'offre de gaz. Le forage augmentera plus tard dans les années 1990, quand la demande remontera et que l'excédent diminuera. Vers la fin des années 1990, les activités atteindront les niveaux records de la fin des années 1970 et du début des années 1980. Les activités atteignent leur apogée vers 2002, pour ensuite baisser en raison du commencement de la production dans le delta du Mackenzie. Les activités dans le BSOC reprendront ensuite étant donné que la demande continuera d'augmenter et les volumes du delta seront absorbés. Un deuxième cycle, atteignant ses plus hauts niveaux vers 2007, correspond au commencement de la production frontalière supplémentaire vers la fin de la période visée par l'étude (Projet Venture et supplément du Nord canadien).

Par rapport au scénario de référence, les demandes plus élevées dans les scénarios des incidences intensifient fortement les activités à court terme. En outre, les activités plafonneront à des niveaux plus élevés et ce, deux à trois ans plus tôt. Par exemple, dans le scénario 3, le sommet est atteint vers l'an 2000, le taux de forage étant de 50 p. 100 supérieur à celui prévu dans le scénario de référence.

Les prévisions de la capacité dans les scénarios de référence et des incidences reposent sur le potentiel ultime des réserves de gaz dans le BSOC, qui s'élève à 250 EJ (237 billions de pi^3). L'évaluation de la quantité de ces réserves qui auront été découvertes d'ici la fin de la période visée par l'étude se situera autour des 203 EJ dans le scénario de référence par rapport à 211 EJ dans le scénario 3 (figure 3-24).

Les niveaux fortement accrus d'activité que sous-entend l'analyse peuvent être compensés par plusieurs facteurs qui peuvent influer sur le taux des additions aux réserves. Citons notamment : une plus grande évaluation du potentiel ultime des réserves de gaz qui permettrait de ralentir la baisse des réserves découvertes par mètre de forage; l'incidence des nouvelles techniques de prospection qui permet aux prospecteurs de trouver de plus grandes quantités de réserves nouvelles dans des chantiers connus et de

---

[1]La capacité de production est de 10 à 15 p. 100 supérieure à la production afin de tenir compte des besoins pendant les jours de pointe et d'autres considérations opérationnelles.

nouvelles perspectives; et de meilleures méthodes de production qui permettent une récupération accrue. Si ces améliorations devaient devenir réalité, le nombre de nouveaux forages exploratoires requis pour satisfaire les exportations accrues pourrait être réduit considérablement.

3.5 La deuxième EIE de l'Office (1992) par rapport à la première EIE (1989)

La démarche adoptée dans l'EIE de 1992 est différente de celle de l'EIE de 1989, en particulier du fait que celle de 1992 a adopté la démarche d'équilibre général (EG), qui tient compte de la nature intégrée des marchés canadien et américain du gaz.

Dans le cadre de la démarche d'EG, les exportations canadiennes supplémentaires sont la conséquence de l'évolution de facteurs fondamentaux qui pourraient favoriser la réalisation de ces exportations. Les deux facteurs étudiés sont la hausse de la demande américaine et la hausse des coûts américains des approvisionnements en gaz. En outre, cette démarche reconnaît que des forces compensatoires peuvent intervenir pour modérer ces stimuli initiaux. Dans l'EIE de 1989, le niveau des exportations supplémentaires était établi sans tenir compte de causalité particulière, et l'incidence était évaluée entièrement dans le contexte du marché canadien.

Les résultats de l'analyse actuelle sont comparés à ceux de l'EIE de 1989 dans les commentaires qui suivent. Le tableau 3-10 indique les différences en ce qui concerne les incidences sur certains indicateurs choisis.

- L'incidence du volume d'exportation est moindre dans l'EIE de 1992, surtout car le niveau de base des exportations est supérieur (2 billions de pi^3/an par rapport à 1,4 billion de pi^3/an).

- La réduction de la demande intérieure est plus élevée en raison de la sensibilité du marché non captif aux prix. Dans l'EIE de 1989, les prix du gaz sur le marché non captif demeuraient suffisamment concurrentiels par rapport au mazout lourd pour que le gaz conserve sa part du marché.

- Tout compte fait, l'incidence sur les volumes de production est comparable, bien que le volume absolu de production prévu dans le scénario de référence de l'EIE de 1992 soit supérieur (en raison d'exportations plus élevées, tel qu'indiqué ci-avant).

Tableau 3-10
Comparaison des incidences
L'EIE de 1992 par rapport à l'EIE de 1989
Changement (en %) par rapport au scénario de référence[1]

	1997[2]	2002	2007
Exportations canadiennes de gaz			
EIE de 1992	9-22	15-41	15-30
EIE de 1989	38	38	38
Demande intérieure canadienne			
EIE de 1992	<2-5>	<3-7>	<4-8>
EIE de 1989	<3>	<3>	<4>
Volumes canadiens de production			
EIE de 1992	3-8	5-15	5-10
EIE de 1989	12	11	10
Ontario : Prix sur le marché captif[3]			
EIE de 1992	2-6	2-4	2-5
EIE de 1989	13	9	14
Ontario : Prix sur le marché non captif[4]			
EIE de 1992	3-8	3-5	3-6
EIE de 1989	0	0	0
Québec : Prix sur le marché captif[3]			
EIE de 1992	2-5	2-4	2-4
EIE de 1989	13	9	14
Québec : Prix sur le marché non captif[4]			
EIE de 1992	3-7	2-5	2-5
EIE de 1989	0	0	0

Notes :

1. Les variations dans l'EIE de 1992 reflètent trois scénarios des incidences par rapport au scénario de référence. Les incidences dans l'EIE de 1989 sont basées sur des exportations supplémentaires annuelles d'environ 500 PJ par rapport au scénario de prix du pétrole bas, dans le rapport de 1988 sur l'offre et la demande (scénario des ressources moyennes).
2. Les années utilisées pour l'EIE de 1989 sont 1995, l'an 2000 et l'an 2005.
3. L'EIE de 1989 est représentée d'après les prix dans le secteur résidentiel.
4. Dans l'EIE de 1989, il est supposé que les prix du gaz demeurent concurrentiels par rapport au mazout lourd dans le secteur industriel, de sorte que les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial absorbent toute hausse générale des prix du gaz.

- En ce qui concerne les prix de détail, l'incidence est moindre sur le marché captif et plus importante sur le marché non captif. Dans l'EIE de 1989, les incidences sur les prix ont été absorbées par les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial, grâce à la différentiation des prix. Les prix du gaz dans le secteur industriel n'ont pas changé suite à la hausse générale des prix du gaz et sont donc demeurés concurrentiels par rapport au mazout lourd. Dans l'EIE de 1992, les changements de prix sont disséminés sur tout le marché des utilisateurs ultimes.

Chapitre 4 Conclusions préliminaires et questions

La présente EIE repose sur les hypothèses qui sous-tendent le rapport de 1991 de l'Office, intitulé *L'énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010*. Ce rapport inclut des prévisions concernant une série de conséquences pour la demande, l'offre et les prix du gaz naturel, établies en fonction de changements apportés aux hypothèses principales. Cette analyse traite de trois scénarios supplémentaires qui pourraient donner lieu en particulier à une hausse des exportations canadiennes de gaz naturel.

Les deux premiers scénarios supposent une hausse de la demande américaine et des coûts américains des approvisionnements en gaz respectivement, par rapport au scénario de référence. Un troisième scénario combine les hypothèses avancées dans les deux premiers scénarios. L'incidence des exportations supplémentaires sur les prix et volumes canadiens sont évaluées dans un cadre d'équilibre général du marché du gaz nord-américain, qui reconnaît la nature intégrée des acheminements canadiens et américains de gaz et de l'établissement du prix du gaz naturel. L'analyse porte sur la période 1992-2012.

En fonction de ces hypothèses, l'analyse propose plusieurs conclusions préliminaires :

- les exportations de gaz naturel atteignent une moyenne de 2,2 à 2,5 billions de pi^3/an au cours de la période visée par l'étude, selon le scénario des incidences, alors que dans le scénario de référence, les exportations s'élèvent à 2 billions de pi^3/an.

- les prix canadiens du gaz à la tête de puits augmentent (par rapport au scénario de référence) de 3 à 13 p. 100 dans une année donnée. Les augmentations pour les consommateurs canadiens sont de l'ordre de 2 à 6 p. 100 sur le marché captif et de 3 à 7 p. 100 sur le marché non captif. Vu la nature intégrée des marchés canadien et américain, les incidences des prix seraient similaires à celles que connaissent les producteurs et consommateurs américains.

- La demande intérieure canadienne baisse quelque peu suite à la hausse des prix. La réduction de volume est principalement attribuable aux consommateurs (industriels) du marché non captif, capables de passer au mazout lourd quand les prix du gaz augmentent par rapport à ceux du pétrole. Le marché captif (résidentiel et commercial) ne réagit relativement pas aux changements de prix.

- La production canadienne (à l'exclusion des pertes en cours de retraitement) est de 0,2 à 0,4 billion de pi^3/an supérieure au cours de la période visée par l'étude, atteignant une moyenne de 4,7 à 4,9 billions de pi^3/an dans les scénarios des incidences, comparativement à 4,5 billions de pi^3/an dans le scénario de référence. La production plafonnera en 2007, avoisinant les 5,1 à 5,4 billions de pi^3 dans les scénarios des incidences et 4,9 billions de pi^3 dans le scénario de référence. Dans tous les scénarios, y compris dans le scénario de référence, les acheminements de gaz du delta du Mackenzie sont amorcés en 2004, et vers la fin de la période visée par l'étude, ils représentent environ 0,7 billion de pi^3/an de l'offre.

En général, les incidences de la hausse des exportations sur les prix canadiens et la consommation intérieure ne sont pas importantes.

Si l'on tient compte des différences sur le plan des hypothèses et de la démarche adoptée, les incidences générales sur les volumes et prix intérieurs sont similaires à celles de l'EIE de 1989.

Toutefois, il existe plusieurs questions relatives à l'importance et à la faisabilité des ajustements de la demande et de l'offre.

Sur le plan de la demande

Selon les prévisions, de nombreux consommateurs passeraient du gaz au mazout en raison de la hausse des prix du gaz. Ceci pourrait constituer un renversement de la tendance qui prévalait au cours des 15 à 20 dernières années. On doute de la faisabilité du remplacement dans la mesure prévue. Ceci soulève également la question de savoir si d'autres ajustements pourraient se produire, comme :

- une hausse des prix du mazout lourd suite à la demande accrue de mazout lourd, ou une hausse des coûts liés aux investissements dans l'infrastructure de transport, modifiant ainsi l'importance du remplacement par le mazout lourd;

- les restrictions imposées à l'utilisation du mazout lourd, en raison des considérations environnementales;

- la disponibilité d'autres combustibles.

Étant donné ces circonstances éventuelles, il n'est pas certain que l'on assiste à une utilisation de combustibles de remplacement dans la mesure prévue dans l'analyse.

Sur le plan de l'offre

Suite à la hausse des exportations de gaz, la capacité de production du BSOC fait l'objet de demandes supplémentaires. Pour satisfaire cette demande, l'analyse indique que les activités de prospection devront s'intensifier rapidement vers la moitié des années 1990, pour atteindre des niveaux qui dépassent de loin les niveaux plafonds précédents de forage. Toutefois, l'industrie du forage a besoin de plusieurs années de delai pour reconstruire son équipement et perfectionner ses compétences, et l'accélération des activités est comparable aux hausses rapides observées pendant la période s'échelonnant de 1975 à 1981.

En outre, l'exploitation d'une nouvelle technologie de prospection, de meilleures méthodes de production et une meilleure compréhension de la géologie et du potentiel de ressources dans le BSOC pourraient déboucher sur un effort de prospection et d'exploitation plus efficace. La mesure dans laquelle ces tendances s'installeront ralentira à la longue l'accélération des activités requises.

Dans l'analyse, le moment choisi pour exploiter le delta du Mackenzie et le nord de l'Alaska dépend des coûts relatifs par rapport à ceux du BSOC (et des États-Unis continentaux). L'échelonnement et la faisabilité de la production frontalière sont discutables.

Perspective des prix du gaz naturel

La démarche adoptée pour établir le prix du gaz naturel repose sur la prévision à long terme d'une hausse des coûts des approvisionnements en gaz naturel. Il s'agit d'une démarche commune, appuyée par un travail très empirique au Canada et aux États-Unis. Toutefois, il existe un point de vue émergent, selon lequel les coûts futurs des approvisionnements en gaz n'augmenteront pas (en termes réels) dans la mesure prévue, disons, il y a deux ou trois ans. Ceci donne à penser, par exemple, que les progrès technologiques se poursuivront ou que les évaluations du capital-ressources continueront à augmenter, modérant ainsi les hausses de coûts.

Consultation des parties intéressées

La présente version provisoire d'EIE jette les bases d'une discussion avec les parties intéressées. Pour orienter cette discussion, une série de questions ont été formulées relativement à la démarche adoptée dans l'analyse et aux hypothèses. Celles-ci sont reprises dans les pages qui suivent.

EIE - liste de questions

Les questions suivantes sont fournies afin de stimuler la discussion sur des aspects de l'analyse d'EIE. La liste n'est pas nécessairement exhaustive et ne vise pas à limiter la portée de la discussion sur la démarche adoptée à l'égard de l'EIE. Le seul objectif de cette liste est d'aider les parties intéressées à préparer leurs commentaires sur la présente version provisoire.

I. Général

L'objectif est de produire des évaluations opportunes de l'incidence des exportations, tel que dicté par les changements matériels survenus sur le marché nord-américain du gaz naturel qui auront une incidence sur les exportations canadiennes et le marché national du gaz naturel.

a. Si plusieurs scénarios sont mis au point afin de refléter l'incertitude d'hypothèses particulières, comment l'Office devrait-il traiter la gamme possiblement vaste de résultats?

b. Comment l'Office devrait-il traiter l'évaluation des difficultés potentielles liées à l'ajustement de l'offre et de la demande?

c. Les évaluations des incidences sur le marché nord-américain du gaz naturel sont-elles jugées raisonnables dans ces scénarios d'EIE?

d. Après avoir produit l'EIE de 1989 en ayant recours à la démarche d'équilibre partiel et celle de 1992 en utilisant la démarche d'équilibre général, trouvez-vous qu'une démarche conviendrait mieux plutôt que l'autre, ou que le recours aux deux démarches serait pertinent?

II. Scénarios

L'EIE de 1992 inclut un scénario de référence fondamental et trois scénarios des incidences.

a. Le scénario de référence de la présente EIE repose sur le scénario de référence du rapport de 1991 de l'Office sur l'offre et la demande. S'agit-il d'un scénario raisonnable duquel s'inspirer pour établir les scénarios des incidences? Si non, quel serait l'autre scénario de référence qui conviendrait?

b. Dans le scénario de référence, les exportations canadiennes de gaz atteignent 2 à 2,3 billions de pi^3 au cours de la période 1997-2012, et s'y maintiennent. Ces niveaux sont clairement supérieurs aux volumes d'exportations à long terme actuellement autorisés. Le scénario de référence devrait-il tenir compte du processus d'octroi de licences en incluant, par exemple, les volumes des licences actuelles, sans supposer que les contrats de longue durée seront renouvelés?

c. A-t-on représenté convenablement un éventail raisonnable des hausses possibles de la demande américaine de gaz et des coûts américains des approvisionnements en gaz dans les trois scénarios des incidences (demande de 10 p. 100 supérieure, coûts de 25 p. 100 supérieurs, et une combinaison des deux éléments susmentionnés) ou bien existe-t-il une plus grande incertitude à l'égard de ces paramètres?

III. Prévisions des prix

La démarche utilisée dans l'EIE de 1992 prévoit que les producteurs et propriétaires de ressources seront toujours en mesure de prévoir avec justesse les prix futurs et de faire concorder l'offre en conséquence (c'est-à-dire de prévoir avec exactitude). Cette démarche suppose que les fluctuations par rapport aux tendances à long terme seront modestes.

a. Dans une analyse à long terme comme celle-ci, est-il pertinent de croire que les prix du gaz naturel suivront une trajectoire paisible? Existe-t-il une autre démarche qui conviendrait mieux?

b. À long terme, est-il pertinent de supposer que les activités de prospection et d'exploitation seront uniquement stimulées par les prévisions des prix futurs du gaz? D'autres considérations, comme le prix actuel du gaz (c'est-à-dire les considérations concernant la marge brute d'autofinancement) influeront-elles également beaucoup sur les activités? Existe-t-il une autre démarche qui traiterait de ces facteurs supplémentaires?

IV. Offre de gaz

Dans l'EIE de 1992, les approvisionnements en gaz sont supposés être produits dans un ordre strict de coûts ascendants. Les progrès technologiques sont supposés réduire les coûts d'investissement et d'exploitation au fil du temps. Les approvisionnements en gaz frontalier sont supposés être produits dès que les coûts deviennent concurrentiels.

a. L'hypothèse concernant la production de nouveaux approvisionnements en gaz dans un ordre strict de coûts ascendants est-elle trop idéaliste? Dans l'affirmative, quelle serait la solution de rechange au jalonnement de la production?

b. Dans ces scénarios d'EIE, les progrès technologiques sont supposés réduire les coûts d'investissement de 1 p. 100 par an jusqu'à un minimum de 75 p. 100 des niveaux prévus en fonction de la technologie actuelle. De même, les progrès technologiques sont supposés réduire les coûts d'exploitation de 1 p. 100 par an également, jusqu'à un minimum de 65 p. 100 des niveaux prévus en fonction de la technologie actuelle. Cette démarche de représentation des progrès technologiques est-elle appropriée? Si oui, les taux de réduction des coûts d'investissement et d'exploitation prévue afin de tenir compte de l'incidence des progrès technologiques sur les coûts d'approvisionnement sont-ils raisonnables? Dans la négative, existe-t-il une autre démarche qui pourrait mieux convenir?

c. Ces scénarios d'EIE prévoient des hausses relativement rapides des niveaux d'activités de forage exploratoires. Quels facteurs, le cas échéant, pourraient contrebalancer cette intensification des activités en produisant des niveaux plus élevés de réserves par unité d'activité de forage?

d. Ces scénarios d'EIE prévoient la production de gaz frontalier dès que les coûts d'approvisionnement et de transport deviennent concurrentiels. Quels sont les facteurs qui pourraient entraver l'exploitation et la production des approvisionnements en gaz frontalier et des installations de transport inhérentes? Dans quelle mesure ces obstacles pourraient-ils retarder la production de gaz frontalier?

e. Ces scénarios ne tiennent pas compte des exportations des États-Unis vers le Mexique et, à plus long terme, des exportations du Mexique vers les États-Unis. Faudrait-il prendre en considération le commerce important de gaz naturel entre les États-Unis et le Mexique?

V. Droits pipeliniers

Dans l'EIE de 1992, en règle générale, les droits pipeliniers sont supposés demeurer constants en termes réels selon l'hypothèse d'après laquelle toute hausse des coûts liées à des agrandissements sera compensée par une dépréciation.

L'hypothèse générale de la constance des droits pipeliniers réels est-elle pertinente? Dans la négative, quelles sont les autres solutions?

VI. Demande

Dans l'EIE de 1992, la demande de gaz provient d'un marché captif (demande de gaz résidentiel + demande de gaz commercial sans coproduction), d'un marché industriel (gaz industriel et demande de mazout lourd excluant la coproduction), un marché de production d'électricité capable de passer du gaz au mazout et vice versa (les turbines à vapeur alimentées au mazout ou gaz destiné aux services publics d'électricité), et un marché de production d'électricité qui peut passer du gaz au mazout léger et vice versa (gaz destiné aux services publics d'électricité ou turbines de combustion alimentées au mazout léger/cycle combiné + coproduction commerciale + coproduction industrielle).

a. Dans cette représentation, le marché captif est supposé être incapable de passer à d'autres formes d'énergie. Étant donné les prévisions de prix dans nos scénarios, dans quelle mesure cette hypothèse est-elle pertinente? Dans quelle mesure les divers secteurs du marché sont-ils en mesure de réduire leur demande de gaz ou de pétrole en faisant preuve de conservation?

b. Dans cette représentation, 25 p. 100 du marché industriel du gaz est supposé être incapable de passer au mazout lourd en raison des applications directes des procédés, de l'éloignement des systèmes de livraison du mazout lourd et d'une utilisation gênante ou peu pratique du mazout lourd. Est-il pertinent de supposer qu'un segment du marché industriel ne pourra pas passer à une autre forme d'énergie? Si oui, la taille de ce segment est-elle raisonnable?

c. Dans les scénarios d'EIE, bon nombre de consommateurs des marchés industriel et de production d'électricité passent du gaz au mazout lourd. L'ampleur de ce changement est-elle raisonnable? Quels sont les obstacles qui empêcheraient le remplacement à long terme du gaz par du mazout lourd dans les applications liées aux chaudières dans les secteurs industriel et de production d'électricité? À quel écart de prix, le cas échéant, ces obstacles pourraient-ils être surmontés?

Appendice A — **Lettre du 7 septembre 1989 et annexes**

Source : *Motifs de décision, Modification proposée aux exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations,* ONE, novembre 1989 : Annexe II.

Dossier 1067-1

Le 7 septembre 1989

Objet: Modifications proposées aux exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations

Aux parties intéressées,

L'Office national de l'énergie ("l'Office") a décidé le 3 août 1989 de demander l'avis des parties intéressées sur la modification proposée des exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations.

Dans son rapport de juillet 1987 "L'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel", l'Office a établi sa méthode de calcul axée sur les conditions du marché, dont un des éléments est l'obligation de déposer une évaluation de l'incidence des exportations (ÉIE). Cette évaluation a pour but de "permettre à l'Office de déterminer si l'exportation proposée risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs propres besoins énergétiques aux prix du marché" (Pages 27 et 28, ci-jointe à l'annexe A). La décision décrivait ensuite les points que les requérants devaient traiter lorsqu'ils effectuaient cette évaluation sans toutefois prescrire une méthode particulière de mise en application.

Au cours des audiences des deux dernières années en matière d'exportations de gaz naturel, deux problèmes principaux ont été soulevés relativement à l'application des ÉIE:

(1) il est difficile de détecter ou de mesurer l'incidence de projets d'exportation de faible ampleur;

(2) les requérants semblent ne pas savoir avec certitude comment répondre aux exigences en matière d'ÉIE.

L'Office souhaite accroître l'efficacité des ÉIE en réglant ces deux problèmes. À cette fin, il se propose de modifier les exigences de dépôt et de fournir de plus amples renseignements sur la façon de faire une ÉIE.

On trouvera ci-joint à l'annexe B une ébauche de modification aux exigences de dépôt. L'objectif de cette proposition est de limiter la préparation d'ÉIE aux cas où une telle évaluation pourrait vraisemblablement fournir à l'Office une preuve convaincante que les exportations proposées sont conformes aux critères énoncés dans l'Article 118 de la Loi sur l'ONE.

Ci-joint, à l'annexe C, on trouvera un document de l'Office intitulé "Évaluation de l'incidence des exportations: exemple d'analyse". Ce document a pour but d'étudier les mécanismes techniques à utiliser pour effectuer une ÉIE, ainsi que d'en montrer les résultats à partir de deux estimations des ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Il traite des réactions du prix, de la demande et des approvisionnements à une forte augmentation hypothétique des exportations et offre des commentaires sur la facilité ou la difficulté probable avec laquelle ces réajustements auraient lieu. Le document n'est pas présenté à titre de décision de l'Office sur les niveaux d'exportation acceptables. Il s'agit d'un exemple illustrant une des méthodes possible pour effectuer une ÉIE.

L'Office sera heureux de recevoir des commentaires sur les annexes B et C. Ceux-ci doivent être déposés auprès de l'Office d'ici le 29 septembre 1989. L'Office espère pouvoir publier ses nouvelles exigences de dépôt d'ÉIE d'ici le début de novembre 1989.

Veuillez agréer l'expression de ma considération distinguée.

La Secrétaire

Louise Meagher

p.j.

Annexe A à la lettre de l'Office du 7 septembre 1989

2) Évaluation de l'incidence des exportations

Les demandeurs de licences d'exportation de gaz naturel devront présenter une évaluation de l'incidence des exportations proposées sur les marchés du gaz naturel et de l'énergie au Canada. Cette évaluation sera étudiée au moment de l'audience publique sur la demande.

Le but de cette évaluation est de permettre à l'Office de déterminer si l'exportation proposée risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs propres besoins énergétiques aux prix du marché.

La nature de l'évaluation de l'incidence des exportations, qu'elle soit quantitative ou qualitative, dépendra de l'importance et de la portée de l'exportation proposée. L'importance et le détail de cette analyse devraient être fonction de l'importance de l'exportation proposée.

En ce qui touche la capacité du secteur de production de gaz au Canada de satisfaire aux besoins canadiens, compte tenu de l'exportation proposée, les demandeurs doivent s'attendre à analyser les facteurs géologiques, techniques, économiques et institutionnels pertinents pouvant influer sur les approvisionnements en gaz, notamment: les coûts d'exploration et de mise en valeur, le niveau des activités de forage, la tendance des additions aux réserves par rapport aux essais de forage; l'importance, l'emplacement et la production éventuelle des gisements de gaz; les exigences de transport de la tête du puits jusqu'aux marchés, et les possibilités de réalisation de toutes nouvelles installations de transport exigées.

En ce qui touche l'obligation, pour les consommateurs de gaz canadiens, de modifier leurs habitudes de consommation énergétique en faisant des économies d'énergie ou en choisissant d'autres combustibles, les demandeurs devront analyser les facteurs suivants: le potentiel des économies additionnelles; le prix du gaz par rapport aux autres sources d'énergie; la possibilité, pour les consommateurs de gaz canadiens, de changer de combustible; tout délai de mise en oeuvre des économies d'énergie et des mesures de substitution ainsi que les coûts afférents.

Les demandeurs devront également aborder l'incidence de leurs exportations proposées sur les prix futurs du gaz naturel. Compte tenu des incertitudes associées aux valeurs futures des facteurs qui soustendent l'offre et la demande de gaz naturel, par exemple les prix mondiaux du pétrole, les demandeurs devront évaluer l'incidence des exportations en utilisant un choix de valeurs approprié.

Il incombera au demandeur de démontrer à l'Office que l'exportation proposée constitue un excédent. Le processus d'audience fournira à toutes les parties l'occasion de vérifier la preuve du demandeur et de présenter une preuve à l'appui ou à l'encontre de l'exportation proposée.

Annexe B à la lettre de l'Office du 7 septembre 1989

Exigences révisées de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations

1. Les demandes portant sur des exportations annuelles de volumes toujours inférieurs à 200 PJ par an sont exemptées de l'obligation de dépôt d'une ÉIE.

2. Dans le cas d'audiences simples relatives à plus d'une demande portant sur des exportations dont le total des volumes, pour toutes les demandes étudiées durant la même audience, serait toujours supérieur à 200 PJ par an :

   (a) l'Office effectuera une ÉIE préliminaire qui sera jointe à l'ordonnance d'audience à titre d'information et que les parties utiliseront comme bon leur semble ; l'ÉIE définitive sera incluse dans les Motifs de décision et tiendra compte des opinions des parties ;

   ou

   (b) tous les requérants prépareront une ÉIE collective portant sur le total des exportations faisant l'objet des demandes étudiées dans le cadre d'une même audience.

   (Normalement, l'Office peut étudier plusieurs demandes durant une même audience lorsque des facteurs communs à ces demandes le justifient - p. ex., les demandes étayant une demande visant l'agrandissement d'une installation.)

3. Le personnel de l'Office publiera périodiquement des mises à jour semblables au document d'analyse de l'annexe C, donnant un aperçu des répercussions, en matière d'ad-

aptation du marché, de changements prévus dans les volumes d'exportation.

4. Les ÉIE présentées continueront de contenir les éléments décrits à l'annexe A.

Annexe C à la lettre de l'Office du 7 septembre 1989

Évaluation de l'incidence d'une exportation: exemple d'analyse

Le présent document, rédigé par le personnel de l'Office, vise à évaluer l'incidence, sur les consommateurs canadiens, d'un accroissement des exportations de gaz naturel aux États-Unis. Depuis juillet 1987, l'évaluation de l'incidence d'exportations additionnelles de gaz naturel, un élément de la méthode axée sur les conditions du marché de l'Office, est utilisée pour peser le pour et le contre des demandes de licences d'exportation de gaz naturel. Le présent document servira à renseigner les participants aux audiences de l'Office et à stimuler la discussion publique.

L'incidence examinée comporte plusieurs éléments-clés:

1) l'accroissement des exportations mobilise un approvisionnement en gaz plus coûteux relativement à ce que seraient les coûts de l'offre sans les exportations additionnelles;[1]

2) les prix auxquels le gaz est vendu aux consommateurs canadiens augmentent en raison de l'accroissement du coût de l'offre;[2]

3) les consommateurs économisent le gaz ou passent à d'autres combustibles lorsque ceux-ci deviennent plus économiques;

4) ce souci d'économie et ce passage entraînent une adaptation, facilement ou difficilement réalisable;

5) les ressources sont exploitées plus rapidement.

Notre analyse mesure la portée de chacune de ces réactions à l'accroissement des exportations. Nous abordons la méthode d'analyse utilisée, puis nous passons aux résultats sur les prix, la demande et l'offre; en dernier lieu, nous présentons nos conclusions. La discussion porte sur les résultats pour l'Ontario et le Québec; les variations pour le Canada étant présentées en annexe.

Notre scénario de départ, ou scénario de base, de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel (et de la croissance économique, ainsi que des approvisionnements, demandes et prix d'autres formes d'énergie) se fondait sur le scénario bas[3] du document *L'énergie au Canada: Offre et demande*, septembre 1988 ("le Rapport sur l'offre et la demande"). Parce que, dans ce scénario, les prix

---

1. Une source d'approvisionnement dont l'exploitation est conditionnelle à l'existence d'un marché étranger, laquelle source, une fois exploitée, s'ajouterait à l'approvisionnement offert aux Canadiens à un coût marginal intéressant par rapport à d'autres approvisionnements, constitue une exception possible à cette proposition. Une telle source peut comporter des coûts de développement initiaux très élevés, de sorte qu'elle ne sera viable que si elle peut produire des volumes initiaux de gaz en sus des volumes que le marché intérieur peut absorber. Pour les projets de ce genre, une évaluation de l'incidence de l'exportation, menée à l'aide des méthodes illustrées ici, exigerait une révision de la courbe d'offre pour le gaz approvisionnant le marché intérieur, afin de tenir compte de l'accroissement de l'approvisionnement intérieur à partir du moment où le projet est parrainé jusqu'au moment où il s'achève. L'utilisation de ce gaz à une date antérieure à celle où elle aurait lieu sans l'exportation entraîne des conséquences, mais ces conséquences peuvent se faire sentir tellement tardivement que les consommateurs canadiens peuvent avoir eu suffisamment de temps pour adapter, en conséquence, leurs sources d'approvisionnement en énergie. Dans ces circonstances, le calendrier différent d'épuisement de la ressource est une question qui ressort davantage de l'analyse avantages-coûts que de problèmes d'adaptation du marché.
2. Étant donné l'intégration croissante du commerce du gaz naturel entre le Canada et les É.-U., à condition que les Canadiens puissent écouler librement le gaz aux É.-U., les prix du gaz au Canada traduiront les modalités de l'offre, de la demande et des prix résultants sur le marché américain. Cela *ne signifie aucunement* que les prix canadiens sont "faits aux É.-U." et que les arrangements en matière d'approvisionnement au Canada ne peuvent avoir de retentissement. Cela *veut dire* que, plus les Canadiens et les Américains consomment de gaz et plus les ressources marginales requises sont coûteuses, plus les consommateurs canadiens et américains paient le gaz cher. La ressource marginale peut être canadienne, ou américaine, ou les deux, selon ce qui constitue la meilleure configuration d'approvisionnement entre des régions particulières d'offre et de demande. On peut le mieux évaluer les incidences, sur les prix canadiens, de l'accroissement de la demande nord-américaine et des exportations canadiennes en ayant recours à un modèle de commercialisation du gaz qui intègre les caractéristiques de l'offre, de la demande et du transport en Amérique du Nord et qui illustre le comportement du marché selon des principes économiques jugés raisonnables compte tenu du contexte de politique commerciale.
3. Le scénario de départ est le scénario bas du Rapport, modifié en effectuant une itération complète de façon à équilibrer le marché pour refléter les volumes d'exportation finaux du Rapport (voir le tableau A6-10 et la note (a) du tableau de la page 357 du Rapport sur l'offre et la demande).

pétroliers sont bas, à mesure que la consommation intérieure et les exportations de gaz naturel provoquent une augmentation des prix du gaz naturel, l'écart entre le prix du gaz et celui du pétrole et la réponse potentielle des consommateurs sont beaucoup plus marqués qu'ils ne l'auraient été dans un scénario de départ caractérisé par des prix pétroliers plus élevés. Le scénario bas comporte également des prix des produits (c.-à-d. après déduction des coûts de transport et de distribution) moins élevés pour les acheteurs industriels de gaz que pour les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial (différentiation des prix selon les secteurs de consommation). Dans un contexte de différentiation, ce sont surtout les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial qui doivent s'adapter à des prix plus élevés parce que ces prix doivent augmenter davantage, en proportion, que les prix au secteur industriel si l'on veut que ces derniers demeurent de parité, ou presque, avec ceux du mazout lourd.[1]

Gamme des opinions sur les exportations de gaz naturel

	(10^9 pi^3) en l'an 2000
CERI	
élevé	2000
bas	640
Groupe WEFA	1900
DRI	1831
EIA	2500
GRI	1600
EMR	1500
EMF	
élevé	2000
bas	500

Légende:

CERI = Canadian Energy Research Institute, February 1988, Study No. 26, p. 18

Groupe WEFA = Energy, Metals and Minerals, The WEFA Group U.S. Energy Forecast, Summer 1988, p. 7.81

DRI = Data Resources Energy Review, Summer 1988, Volume 12, Number 2, p. 65

EIA = Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1987, Table A9.

GRI = Gas Research Institute, 1988 Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand to 2010.

EMR = Énergie, Mines et Ressources Canada.

EMF = North American Natural Gas Markets: EMF 9 Summary Report, Energy Modelling Forum, Stanford University, Stanford, California.

(tiré du rapport *L'Énergie au Canada: Offre et demande*, sept. 1988, p. 148).

En outre, nous avons choisi pour notre scénario des incidences un accroissement raisonnablement important des exportations. Dans les scénarios élevé et bas du Rapport sur l'offre et la demande, les exportations atteignent environ 1450 PJ par année et s'y maintiennent, par rapport aux exportations de 1987 et de 1988 se chiffrant à environ 1000 PJ et 1300 PJ respectivement. Aux 1450 PJ prévus dans le Rapport sur l'offre et la demande, nous ajoutons 550 PJ, ce qui fait grimper les exportations canadiennes à environ 2000 PJ d'ici à 1992 (soit environ deux fois leur niveau de 1987 en moins de cinq ans). Sur le plan des exportations cumulatives, nous obtenons ainsi, entre 1988 et 2005, 34,4 EJ dans le scénario des incidences plutôt que 26,7 EJ dans le scénario de base; cet écart de 7,7 EJ représente environ 17 % des additions aux réserves du scénario de base pour la période d'étude. Les exportations de gaz canadiennes seraient donc portées vers le haut de la gamme prévue par d'autres analystes.

---

1. Si les prix du gaz naturel sont différenciés, le prix exigé des secteurs résidentiel ou commercial sera plus élevé que celui exigé des acheteurs industriels et que le prix moyen à la tête du puits. Sans la différentiation, le prix exigé est égal au prix à la tête du puits pour tous les secteurs, mais comme la demande des acheteurs industriels pourrait dans un tel cas être inférieure, les coûts de transport et de distribution aux consommateurs des secteurs résidentiel et commercial seront plus élevés (en raison de l'ampleur moins grande du marché du gaz naturel). La pression faite par la différentiation surtout sur les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial pour qu'ils doivent s'adapter à des prix plus élevés ne s'exerce sur ces secteurs que si la différence entre le prix exigé d'eux pour le gaz et le prix moyen à la tête du puits s'il y a différenciation est supérieure à la différence qui existe dans les coûts de transport et de distribution selon qu'il y a ou non différenciation. Par exemple, dans le scénario bas du Rapport sur l'offre et la demande, nous avons conclu que la différentiation fait grimper d'environ 6,5 % le prix du gaz payé par les consommateurs du secteur résidentiel en Ontario (voir *L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005*, page 37).

Le choix du scénario de départ (de base) et la taille des exportations additionnelles de gaz naturel fournissent des conditions devant permettre de bien évaluer la capacité d'adaptation du marché de l'énergie.

La méthode utilisée pour équilibrer l'offre, la demande et les prix du gaz naturel est celle qui est décrite dans le Rapport sur l'offre et la demande. Nous commençons par mesurer l'incidence, sur les coûts de l'offre du gaz canadien, de l'accroissement de la production entraîné par les exportations additionnelles. Nous établissons ensuite, d'après ces coûts, une prévision des nouveaux prix, jusqu'en 2005, et nous recalculons, à l'aide de ces prix, la demande de gaz canadien. Nous effectuons une itération entre les modèles de l'offre et de la demande jusqu'à ce que nous obtenions une trajectoire unique de prix, où l'offre correspond à la demande. Nous comparons ensuite les prix du gaz, la demande de gaz et les demandes de combustibles concurrents dans le scénario de base et le scénario des incidences.

Nous ne cherchons pas à déterminer si, à ces prix, le marché américain peut absorber toute l'exportation présumée de 2000 PJ par année; aux fins du présent rapport, nous le supposons, le but de l'exercice n'étant pas d'évaluer si le scénario des exportations élevées est vraisemblable, mais plutôt de déterminer quelle serait l'incidence de ce scénario, s'il se concrétise, sur le marché canadien.

L'analyse de l'offre de gaz a été menée à l'aide de deux scénarios d'offre pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

Le scénario des ressources moyennes se fonde sur un potentiel technique ultime de 225 EJ, ce qui correspond à un potentiel économique de 205 EJ. Il représente la prévision moyenne de la CGC (c.-à-d. une estimation de probabilité de 50 %) du potentiel de gaz naturel du BSOC, selon une analyse géologique et statistique rigoureuse.

Compte tenu de l'incertitude entourant le potentiel ultime de gaz naturel, un scénario des ressources basses a également été évalué. Il se fonde sur l'estimation de haute probabilité de la CGC (probabilité de > 95 %) du potentiel technique de 190 EJ pour le BSOC, le potentiel économique correspondant se chiffrant à 180 EJ.

Les coûts de l'offre sont conformes à ceux utilisés dans le Rapport sur l'offre et la demande (scénario bas) et sont présentés dans la figure S-1 pour le scénario des ressources moyennes et le scénario des ressources basses. Ces coûts unitaires servent à estimer les prix au gisement après traitement. Le potentiel de ressources moins élevé correspond à des prix de l'offre que l'on prévoit être plus élevés, tandis qu'un potentiel plus élevé entraînerait des coûts moindres. Un scénario de potentiel ultime élevé n'a pas été envisagé parce que des coûts moindres n'engendrent pas un aussi grand besoin d'adaptation.

L'analyse de l'offre exige également que des coûts de l'offre soient calculés pour le gaz naturel provenant des régions pionnières. Aux fins de la présente analyse, nous avons supposé qu'une offre de 0,5 EJ par année proviendrait de chacun des six projets pipeliniers, les coûts d'offre variant de 2,50 à 4,60 $ le GJ ($ 1987). Les coûts de l'offre pour le projet initial sont fondés sur les demandes présentées par Esso/Shell/Gulf. Il est à noter que les coûts de l'offre pour les autres projets, jugés représentatifs de la gamme des coûts vraisemblable pour le gaz provenant des régions pionnières, sont nettement plus conjecturaux que ceux fournis pour le BSOC; ils doivent donc être considérés comme étant tout au plus indicatifs.

Les résultats obtenus pour le scénario des ressources basses, indiqués dans la moitié inférieure des tableaux 1 à 4 en annexe, sont fondés sur un nouveau scénario de base[1], dont les niveaux d'exportation, d'environ 1450 PJ, sont identiques à ceux utilisés dans le scénario des ressources moyennes, mais dont le profil des coûts de l'offre est le profil des ressources basses (désignés 190 EJ), indiqué dans la figure S-1.

---

1. Une comparaison des deux scénarios de base montre l'incidence, sur les prix et la demande, d'une réduction de l'estimation des ressources, en supposant que le niveau des exportations demeure le même (1450 PJ). Par exemple, dans le secteur résidentiel de l'Ontario, en l'an 2000, le prix du gaz à la pointe du brûleur est de 7,58 $ le GJ dans le scénario des ressources basses, par rapport à 6,92 $ le GJ dans le scénario des ressources moyennes, soit un écart d'environ 11 %. Par conséquent, la demande de gaz est de 367 PJ dans le scénario des ressources basses plutôt que 396 PJ, soit un écart de 9,5 %. La prévision relative aux ressources basses entraîne des coûts plus élevés, des prix plus élevés et une réduction de la demande. (On peut raisonnablement s'attendre à ce que, lorsque la ressource est plus rare et, par conséquent, plus coûteuse, la demande à l'exportation passerait en deçà de 1450 PJ, quantité plausible si la ressource est moins coûteuse; la hausse des prix intérieurs et la diminution de la demande en seraient ainsi atténuées. Ces conséquences peuvent être évaluées à l'aide d'un modèle d'équilibre général des marchés du gaz canadiens et américains; comme nous ne l'avons pas fait, notre approche actuelle exagère légèrement les incidences sur les prix intérieurs dans le scénario des ressources basses).

Résultats - prix:

(1) Dans le ***scénario des ressources moyennes***, les indicences sur les prix sont manifestes. Entre 1987 et 2005, le prix du gaz naturel exigé du secteur résidentiel en Ontario (figure 1)[1] augmente d'environ 2,7 % par année dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences), comparativement à une augmentation d'environ 2 % dans le scénario de base. Pour toute année donnée entre 1995 et 2005, le gaz naturel est d'environ 9 % à 14 % plus coûteux que dans le scénario de base pour les ménages du Québec et de l'Ontario (figure 2).

Dans le ***scénario des ressources basses***, le prix du gaz naturel augmente d'environ 2,6 % par année dans le scénario de base et de 3 % par année dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences). Dans toute année donnée entre 1995 et 2005, le gaz naturel est d'environ 7 % à 12 % plus coûteux lorsque les exportations sont élevées (figures 3 et 4).

En l'an 2000, les consommateurs des secteurs résidentiels de l'Ontario et du Québec paieraient 25 % de plus pour leur gaz naturel dans un contexte caractérisé par des exportations élevées et des ressources basses que dans un contexte où les exportations seraient moins élevées et les ressources moyennes. L'écart est de 23 % en 1995.

(2) Dans le ***scénario des ressources moyennes***, les ratios des prix du gaz et des combustibles concurrents augmentent également. Les prix du gaz demeurent inférieurs aux prix de l'électricité dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences) pour l'Ontario (figure 5) jusque vers la toute fin de la période d'étude, époque où le gaz coûte 3 % de plus que l'électricité, ce qui est un écart modeste. Au Québec, les prix du gaz dépassent ceux de l'électricité quelques années plus tôt que dans le scénario de base (figure 6).

Dans les deux provinces, le gaz devient plus coûteux que le mazout léger quelques années plus tôt lorsque les exportations sont élevées.

Ces observations générales valent également dans le ***scénario des ressources basses***; toutefois, dans ce scénario, le gaz coûte encore plus cher que les combustibles concurrents par rapport à ce que l'on constate dans le scénario des ressources moyennes, comme le montre le tableau suivant:

Ratio de prix gaz/mazout léger en l'an 2000

		prévision de ressources moyennes	basses
Ontario	(1450 PJ exportés)	0,90	1,00
	(2000 PJ exportés)	0,98	1,12
Québec	(1450 PJ exportés)	1,09	1,21
	(2000 PJ exportés)	1,19	1,37

(voir les figures 7 et 8)

Résultats - demande

(3) Dans le ***scénario des ressources moyennes*** pour le secteur résidentiel, en 2005, la *demande en énergie totale du secteur résidentiel* est moins élevée d'environ 2,5 % en Ontario (figure 9) et 0,5 % au Québec (figure 10) dans le scénario des ressources élevées que dans le scénario de base. L'incidence se fait sentir plus fortement en Ontario qu'au Québec parce que le gaz naturel dessert un marché résidentiel plus considérable en Ontario qu'au Québec.[2] L'écart dans la demande *d'électricité* entre les deux scénarios est négligeable dans les deux provinces. Tant dans le scénario de base que dans le scénario des incidences, la demande de mazout léger baisse par rapport aux niveaux de consommation de 1987; toutefois, la baisse est moins forte dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences) que dans le scénario de base. Ainsi, la demande de mazout léger

---

1 Les incidences sur les prix exigés du secteur commercial sont similaires. Le secteur industriel intéresse peu la présente analyse, car celle-ci porte surtout sur la substitution entre le gaz, le pétrole et l'électricité en fonction de l'évolution des prix. Le prix relatif exigé de l'industrie du pétrole et du gaz est maintenu de parité par la différentiation des prix, tant dans le scénario de base que dans le scénario des incidences.

2. Pour une variation donnée du prix du gaz naturel dans un secteur particulier et une région particulière, une part plus grande du gaz naturel se traduit par une incidence plus importante sur le prix moyen de l'énergie. Ainsi, la baisse de la demande d'énergie se fait sentir davantage en Ontario qu'au Québec.

est d'environ 20 % plus élevée en 1995 à environ 50 % plus élevée en 2005 dans le scénario des incidences que dans le scénario de base. Toutefois, même d'ici à 2005, la demande de mazout léger dans le scénario des incidences demeure inférieure aux niveaux de 1987.

Dans le ***scénario des ressources basses***, la demande d'énergie totale au Canada diffère peu entre les deux scénarios d'ici à l'an 2005 dans les deux provinces. Dans les deux provinces, les scénarios de base et des exportations élevées (scénario des incidences) signalent une dépendance plus forte envers le mazout léger que dans le scénario des ressources moyennes. En Ontario, la demande de mazout léger du secteur résidentiel en 2005 se rapproche de ce qu'elle était en 1987. Au Québec, la demande de mazout léger atteindrait environ les deux tiers du niveau de 1987 dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences), tandis qu'elle serait légèrement inférieure à la moitié du niveau de 1987 dans le scénario de base (figures 11 et 12).

(4) En ce qui a trait au ***secteur commercial*** dans le ***scénario des ressources moyennes***, la demande d'énergie globale est légèrement moindre en l'an 2005; cette baisse se chiffre à environ 2 % en Ontario (figure 13) et 1,4 % au Québec (figure 14) dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences) par rapport au scénario de base. (Le gaz naturel a une part du marché énergétique du secteur commercial plus considérable en Ontario qu'au Québec; ainsi, l'incidence sur la demande d'énergie totale d'une augmentation des prix du gaz naturel est plus forte en Ontario qu'au Québec.[1]) Il n'existe vraiment pas de différence dans la demande *d'électricité* entre les scénarios de base et d'incidence. En 2005, la demande de *gaz naturel* est plus faible d'environ 5,3 % et 6,4 % en Ontario et au Québec, respectivement, dans le scénario des exportations élevées que dans le scénario de base. Entre 1987 et 2005, la demande de *produits pétroliers* chute dans les deux scénarios, mais moins brutalement dans le scénario des exportations élevées que dans le scénario de base. D'ici à l'an 2005, la demande de produits pétroliers dans le scénario des exportations élevées est d'environ 28 % et 9 % supérieure à la demande dans le scénario de base, en Ontario et au Québec, respectivement.

Dans le ***scénario des ressources basses***, la demande d'énergie globale du secteur commercial, au Québec et en Ontario, est similaire dans les scénarios des incidences et de base. D'ici à l'an 2005, la demande provinciale de gaz naturel, dans le scénario des exportations élevées, est d'environ 4 % inférieure aux niveaux signalés dans le scénario de base. Entre 1987 et 2005, la demande de produits pétroliers en Ontario baisse de 10 % dans le scénario de base, mais elle dépasse de 5 % à 10 % le niveau de 1987 dans le scénario des exportations élevées (scénario des incidences). Au Québec, en 2005, la demande de produits pétroliers est inférieure d'environ 8 % au niveau de 1987 dans le scénario de base, mais elle atteint le niveau de 1987 dans le scénario des exportations élevées. Entre 1995 et l'an 2000, la demande de mazout du secteur commercial au Québec est inférieure d'environ 4 % au niveau de 1987 dans le scénario des exportations élevées (figures 15 et 16).

(5) Pour l'ensemble du Canada, dans le ***scénario des ressources moyennes***, en 2005, la demande d'énergie totale des utilisateurs ultimes, secteur des transports non compris, est de 0,9 % moins élevée dans le scénario des incidences que dans le scénario de base (tableau 4). L'utilisation du gaz naturel est relativement inférieure, soit de 4,3 %, et celle du mazout est relativement supérieure, soit de 4,3 %. L'accroissement requis dans l'approvisionnement en gaz est moindre que l'accroissement des exportations parce que l'augmentation des prix du gaz pousse à la baisse la demande de gaz intérieure et à la hausse la demande de produits pétroliers. L'accroissement de la demande de produits pétroliers est moins élevée que la diminution de la demande de gaz intérieure parce que les prix plus élevés du gaz entraînent, non seulement le passage à d'autres combustibles, mais également des économies d'énergie.

La demande d'énergie totale, secteur des transports non compris, est relativement moindre, soit 0,9 % en Ontario et seulement 0,3 % au Québec.

---

1. Pour une variation donnée du prix du gaz naturel dans un secteur particulier et une région particulière, une part plus grande du gaz naturel se traduit par une incidence plus importante sur le prix moyen de l'énergie. Ainsi, la baisse de la demande d'énergie se fait sentir davantage en Ontario qu'au Québec.

Dans le ***scénario des ressources basses***, les changements dans la demande d'énergie totale sont également minimes.

Tableau 1
Résumé des changements[1]
(PJ)

Scénario des ressources moyennes

	1995		2000		2005	
	PJ	(%)	PJ	(%)	PJ	(%)
demande intérieure						
gaz naturel	-69	-3,2	-76	-3,2	-110	-4,3
mazout	26	2,4	35	3,1	50	4,3
total[2]	-45	-0,7	-39	-0,6	-60	-0,9
exportations de gaz	+550	38,0	+550	38,0	+550	38,0
production de gaz*	+501		+494		+459	

Scénario des ressources basses

demande intérieure						
gaz naturel	-65	-3,0	-74	-3,2	-77	-3,2
mazout	26	2,3	34	2,8	39	3,2
total[2]	-39	-0,7	-40	-0,6	-38	-0,5
exportations de gaz	+550	38,0	+550	38,0	+550	38,0
production de gaz*	+505		+496		+493	

1. Scénario des exportations élevées (scénario des incidences) moins scénario de base. Les pourcentages montrent les écarts correspondants en pourcentage du scénario de base.
2. Secteur des transports non compris.

* La production de gaz comprend les pertes au cours du traitement

Source: Annexe 1 Tableau 4, Canada, gaz naturel et produits pétroliers

Résultats - offre:

6) Dans le ***scénario de base du scénario des ressources moyennes*** (225 EJ), la capacité de production est portée à environ 4,7 EJ par année d'ici à 2005, et demeure constante ultérieurement à l'appui d'un niveau d'exportation fixe de 1,5 EJ par année (figure S-2). À l'appui d'un niveau d'exportation de 2 EJ par année dans le scénario des incidences, la capacité de production s'accroît à environ 5,2 EJ par année d'ici à 2005 et demeure approximativement à ce niveau ultérieurement (figure S-3).

Cette prévision des besoins en capacité de production entraîne des conséquences, tant sur l'activité de forage dans l'Ouest canadien que dans le rythme de développement des régions pionnières.

Dans le scénario de contrôle, le forage exploratoire dans le BSOC devrait atteindre un niveau soutenu d'environ 4,5 millions de mètres par année (figure S-4). Ce niveau, élevé, demeure cependant inférieur au niveau de pointe historique. Dans le scénario des incidences, dès la fin des années 90, il serait nécessaire d'effectuer 5,5 millions de mètres par année de forage exploratoire et légèrement davantage par la suite. Ce niveau de forage exploratoire, qui devrait être soutenu, est supérieur au niveau de pointe, se chiffrant à 5,3 millions de mètres par année, atteint en 1980.

À des niveaux d'exportation soutenus de 1,5 EJ par année, les approvisionnements de la région pionnière Mackenzie/Beaufort deviennent économiques en 2001. Par après, la dépendance envers ces ressources pionnières s'accroît tellement que quatre ou cinq des grands projets de mise en valeur des ressources pionnières iraient de l'avant d'ici à la fin de la période de prévision. Dans le scénario des incidences les approvisionnements pionniers deviennent rentables en 1999 et tous les projets devraient aller de l'avant d'ici à la fin de la période afin de répondre à la demande prévue.

7) Dans le scénario de base ***du scénario des ressources basses*** (190 EJ), la capacité de production passe à environ 4,7 EJ par année d'ici à 2005 et demeure relativement constante par après à l'appui du niveau d'exportation de 1,5 EJ par année (figure S-5). À l'appui du niveau d'exportation de 2 EJ par année du scénario des incidences, la capacité de production passe à environ 5,2 EJ par année d'ici à 2005 et demeure à ce niveau de façon soutenue (figure S-6).

Dans le scénario de base, les niveaux de forage exploratoire dans le BSOC devraient atteindre 5,5 millions de mètres par année.

Dans le scénario des incidences, ils passent à environ 6,5 millions de mètres par année. Dans les deux scénarios, les niveaux d'activité soutenus sont nettement supérieurs à ce qu'ils ont été antérieurement dans le BSOC et dépassent les niveaux records atteints en 1980.

Afin d'assurer la capacité de production prévue, un programme dynamique de mise en valeur des régions pionnières est exigé dans les deux scénarios. Dans le scénario de base, deux projets pionniers devraient être achevés d'ici à 2005 et tous les projets seraient réalisés d'ici à 2016. Dans le scénario des incidences, le premier projet pionnier démarrerait en 1996, trois projets démarreraient d'ici à 2005 et tous les projets seraient réalisés d'ici à la fin de la période de prévision.

Conclusions

Les résultats de notre analyse suggèrent plusieurs conclusions provisoires.

Si les ressources de gaz naturel canadien découvertes correspondent à celles prévues par la CGC dans son scénario des ressources moyennes, une augmentation importante et soutenue des exportations de gaz pourrait provoquer des hausses des prix du gaz, sans toutefois mener à des difficultés majeures d'adaptation, pour les consommateurs. En raison de l'accroissement des exportations, les prix du gaz naturel exigés des secteurs résidentiel et commercial devraient augmenter d'environ 15 % d'ici à 2005, suscitant une réduction de la demande d'énergie totale (transport non compris) de moins de 1 % et une substitution du gaz naturel aux produits pétroliers. L'accroissement relatif de la demande de produits pétroliers n'atteint que 4 % et aboutit à une baisse moins élevée, dans le temps, de la demande de produits pétroliers qu'il ne se produirait autrement.

Lorsque le prix du combustible évolue lentement, les consommateurs sont peu incités à modifier leurs modes de consommation abruptement ou à accélérer leur passage à d'autres combustibles, sauf si le gaz ne devient beaucoup plus coûteux que les combustibles concurrents. La réponse des consommateurs à l'évolution des prix devrait se faire graduellement et avec un retard parce que, pour être incité à passer à d'autres combustibles, le consommateur doit trouver un avantage soutenu du point de vue du prix, suffisant pour justifier la modification des équipements à une date antérieure à celle du scénario de base.

Bien sûr, la mesure dans laquelle le coût du gaz augmente et le consommateur réagit à la montée des prix du gaz dépend largement de nos estimations de la façon dont l'offre et la demande évolueront en regard du prix. Différentes estimations produiront différentes incidences.

Lorsqu'il s'agit de déterminer les difficultés d'adaptation, l'analyse qui précède suggère que c'est l'aspect offre qui doit recevoir le plus d'attention.

Dans tous les scénarios étudiés, on s'appuie de plus en plus fortement sur les approvisionnements pionniers pour maintenir la capacité de production au-delà de l'an 2000. La mesure dans laquelle cette dépendance existe ressort avant tout du potentiel de ressources ultimes prévu pour le BSOC.

Les estimations du potentiel ultime utilisées dans la présente analyse se fondent largement sur les travaux actuels de la CGC et vont de 190 EJ (estimation de probabilité élevée) à 225 EJ (estimation des prévisions moyennes). Cela représente la gamme des estimations utilisées dans le Rapport sur l'offre et la demande, le scénario de base comportant une estimation de 225 EJ. La CGC révise présentement ses prévisions du potentiel en gaz naturel, ce qui pourrait amener une révision à la hausse. Toutefois, à l'heure actuelle, nous considérons que la gamme utilisée convient lorsqu'il s'agit de déterminer si l'accroissement des exportations peut entraîner des problèmes d'adaptation.

Voici un aperçu des facteurs qui ont servi à établir si des problèmes d'adaptation se produiront, relativement à la disponibilité des approvisionnements provenant du BSOC:

- la qualité et la distribution du potentiel ultime restant,
- la capacité de l'industrie, tant en termes d'équipement que de personnel compétent, à entreprendre et maintenir les niveaux de forage exploratoire requis à l'appui de la capacité de production, et
- les échéanciers de développement, plus particulièrement dans les régions vulnérables du point de vue de l'environnement.

Dans les scénarios des ressources moyennes et des ressources basses, beaucoup d'activité de développement des régions pionnières doit se produire au-delà de l'an 2000 à l'appui d'une capacité de production suffisante, plus particulièrement dans le scénario des exportations élevées. L'analyse suggère donc que le rythme de développement des régions pionnières sera un facteur déterminant lorsqu'il s'agira d'évaluer si des problèmes d'adaptation se produiront. Voici certains facteurs dont il faut tenir compte:

- la distribution des réserves, en termes de région géographique et de taille des gisements,
- les coûts de développement, assujettis dans une large mesure aux progrès technologiques durant cette période, et
- les questions environnementales - une grande partie du potentiel restant se trouve au large des côtes dans des régions éloignées, ainsi que dans les îles Arctiques.

Beaucoup d'incertitude entoure nombre de ces questions et, par là même, la question de savoir si on peut raisonnablement s'attendre à ce que le niveau de développement suggéré dans la présente analyse se concrétise en temps voulu.

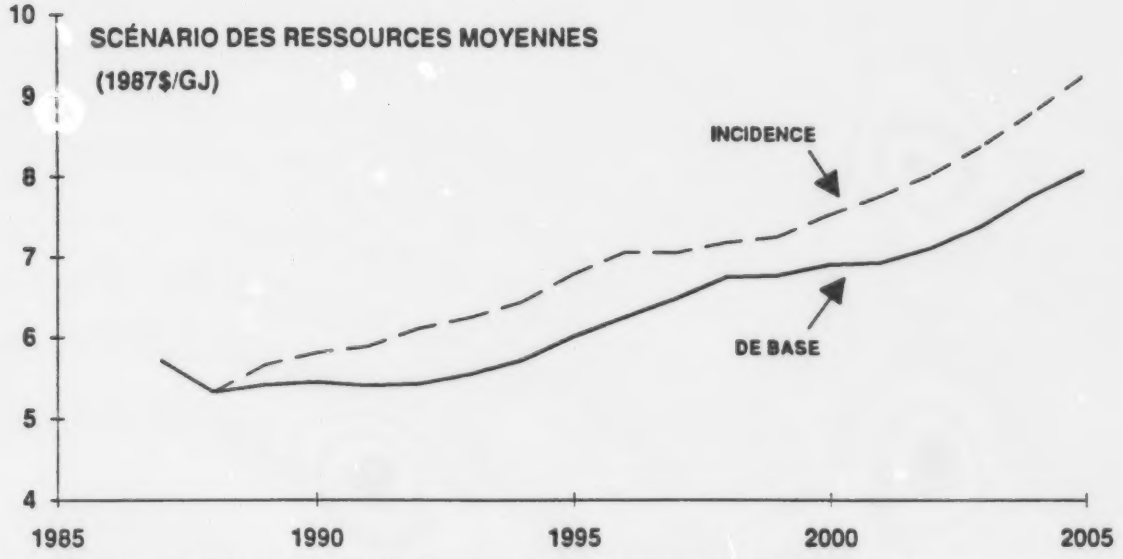
Plus particulièrement en raison de l'incertitude entourant la viabilité des arrangements d'approvisionnement à l'appui de ces niveaux de consommation, il se pourrait que la présente analyse sous-estime l'adaptation éventuelle nécessaire.

Par exemple, s'il n'était tout simplement pas possible de soutenir ces niveaux d'approvisionnement au moment voulu, les courbes de l'offre sous-jacentes à la formation des prix du gaz seraient plus abruptes - la quantité disponible serait moindre et plus coûteuse et l'adaptation, chez les consommateurs, serait plus difficile que celle illustrée dans la présente analyse.

L'analyse indique donc que l'on doit prêter attention aux difficultés d'adaption davantage du point de vue de l'offre que du point de vue de la demande, mais ce sont deux côtés de la même médaille; ainsi, nous nous abstenons d'offrir des conclusions fermes quant à savoir si des exportations se chiffrant à 2 EJ par année pourraient être soutenues sans causer de préoccupations quant au caractère adéquat des processus d'adaptation.

Nous pouvons produire des estimations quantitatives de l'envergure des incidences sur les prix, l'offre et la demande pour toutes les années de prévision, mais nous devons posséder des informations qualitatives additionnelles et approfondir la question pour déterminer si ces adaptations seront faciles ou difficiles. En général, cela dépendra de l'envergure et de la soudaineté de l'adaptation nécessaire, ainsi que du genre d'énergie visé.

Figure 1
PRIX DU GAZ NATUREL DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL
ONTARIO



Source: Les données pour tous les diagrammes de la présente section sont tirées de l'annexe 1.

Figure 2
PRIX DU GAZ NATUREL DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL
QUÉBEC

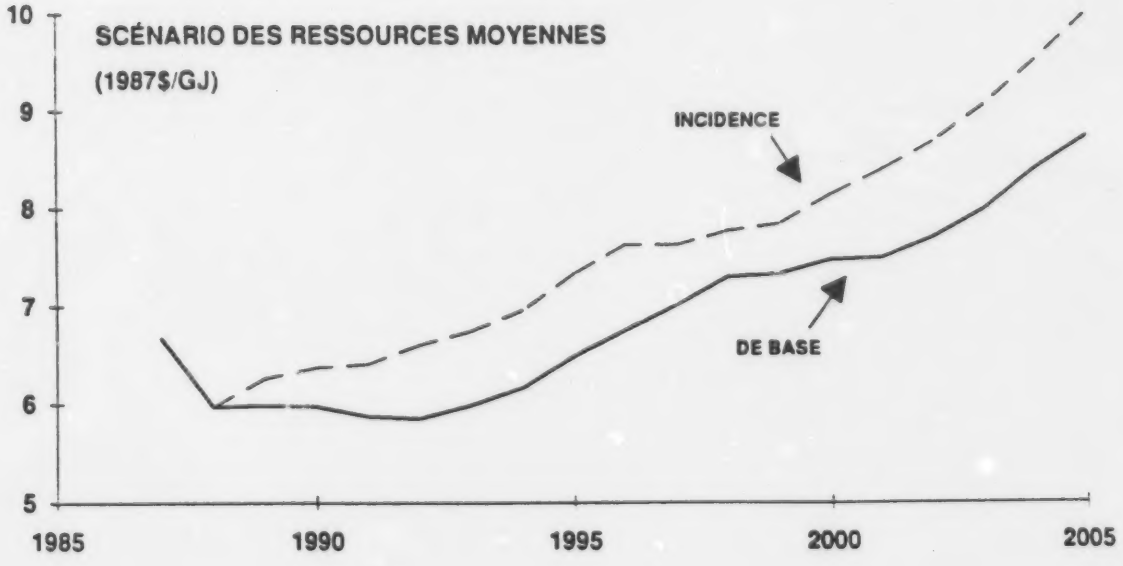


Figure 3

PRIX DU GAZ NATUREL DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL
ONTARIO

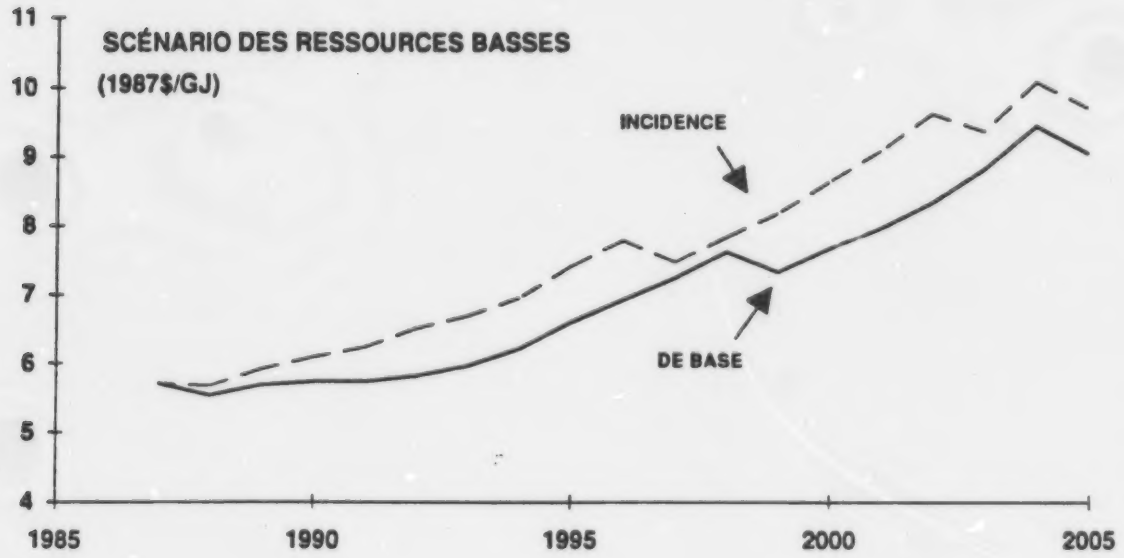


Figure 4

PRIX DU GAZ NATUREL DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL
QUÉBEC

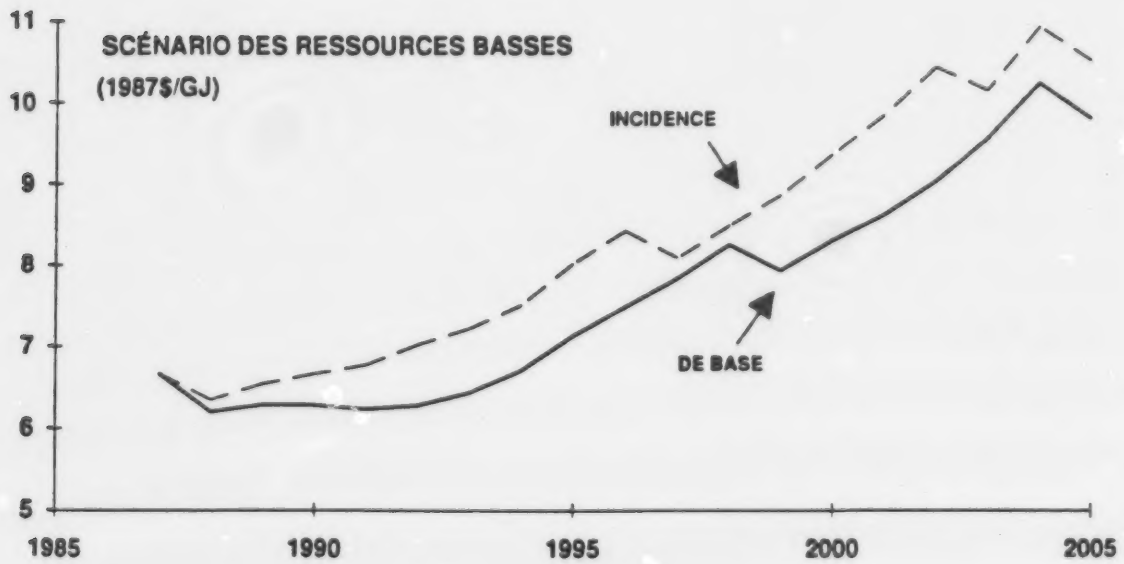


Figure 5
RAPPORTS DES PRIX RELATIFS
SECTEUR RÉSIDENTIEL EN ONTARIO

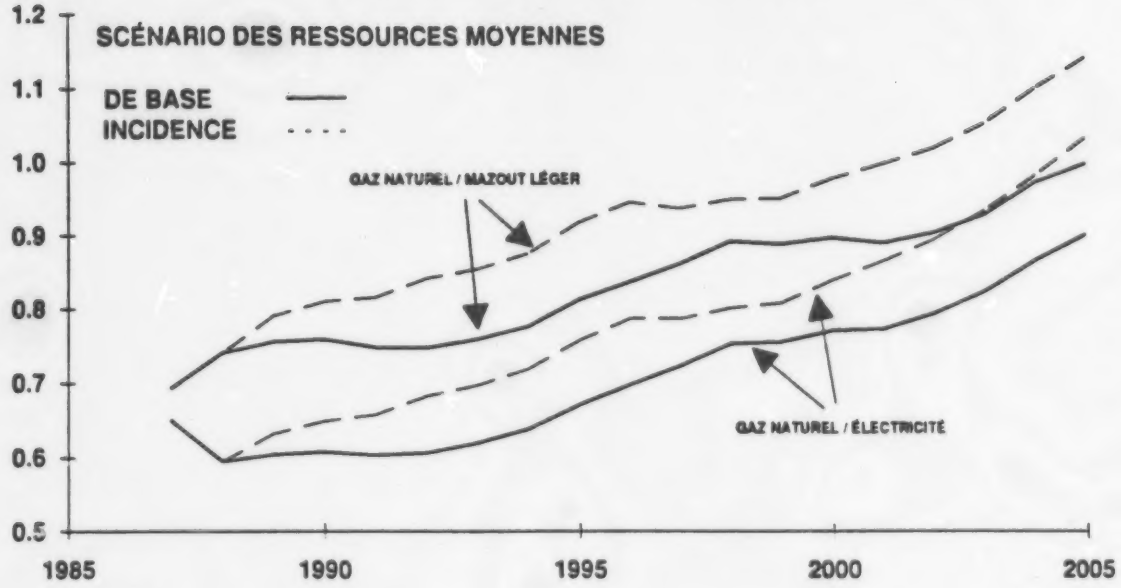


Figure 6
RAPPORTS DES PRIX RELATIFS
SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC

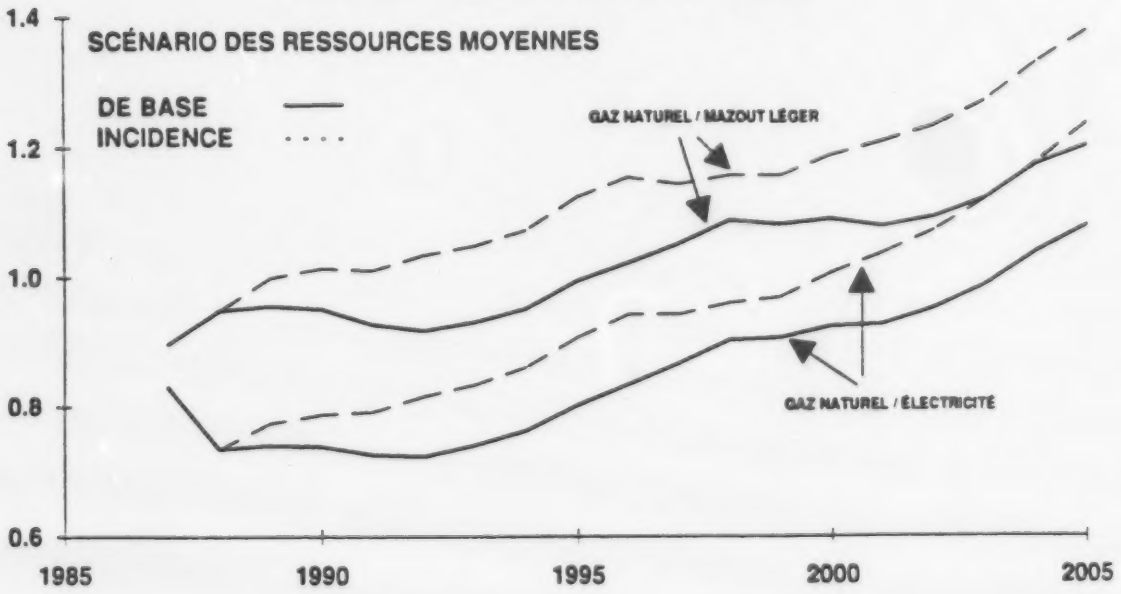


Figure 7
RAPPORTS DES PRIX RELATIFS
SECTEUR RÉSIDENTIEL EN ONTARIO

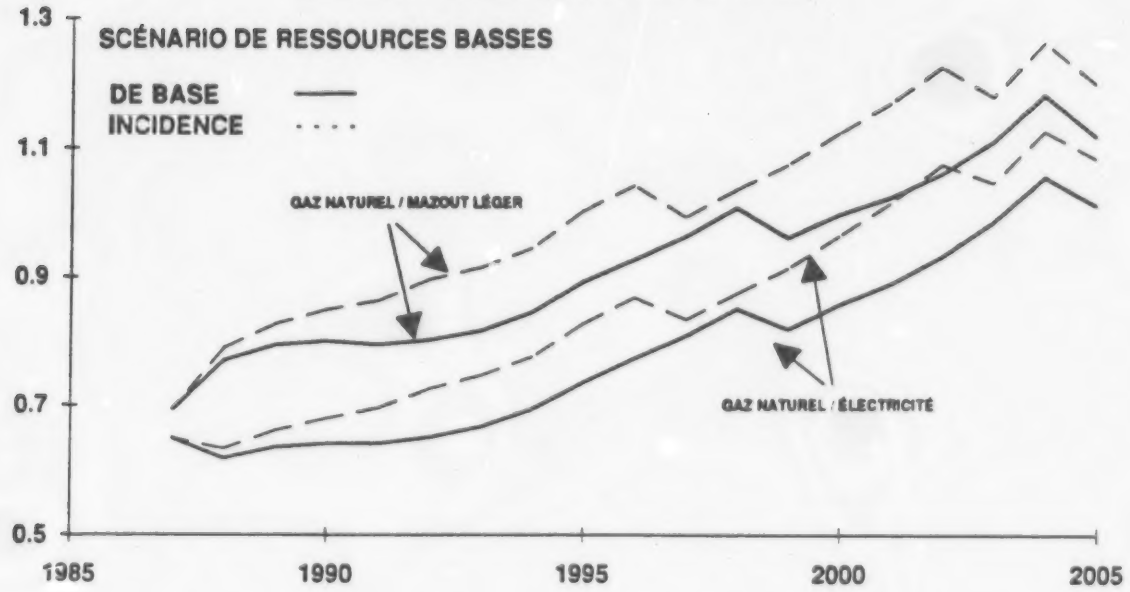


Figure 8
RAPPORTS DES PRIX RELATIFS
SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC

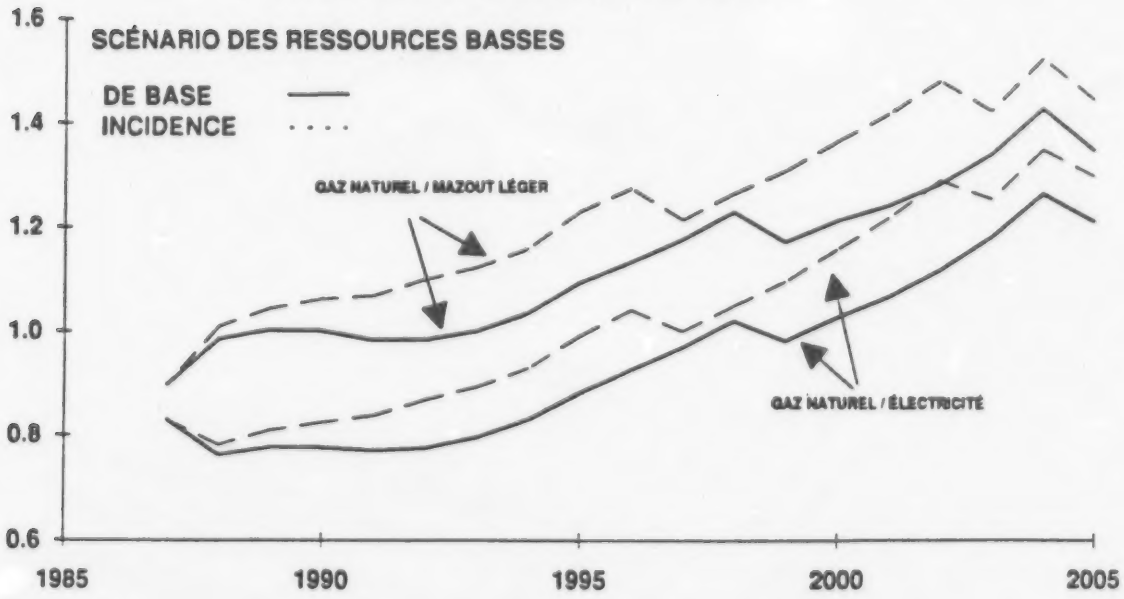


Figure 9
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL - ONTARIO
PÉTAJOULES

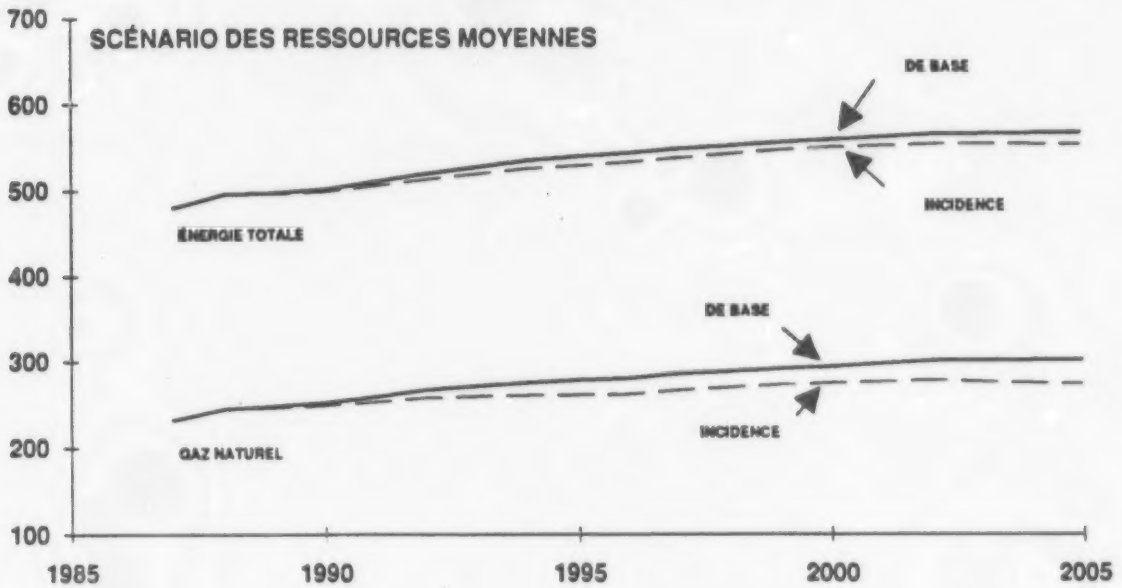


Figure 10
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL - QUÉBEC
PÉTAJOULES

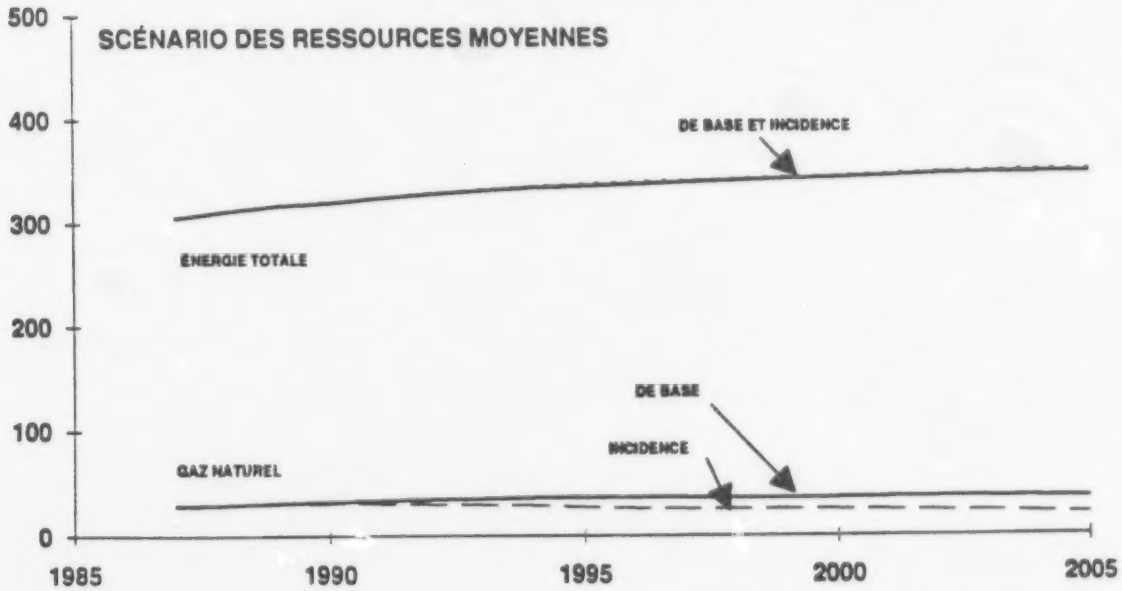


Figure 11
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL - ONTARIO
PÉTAJOULES

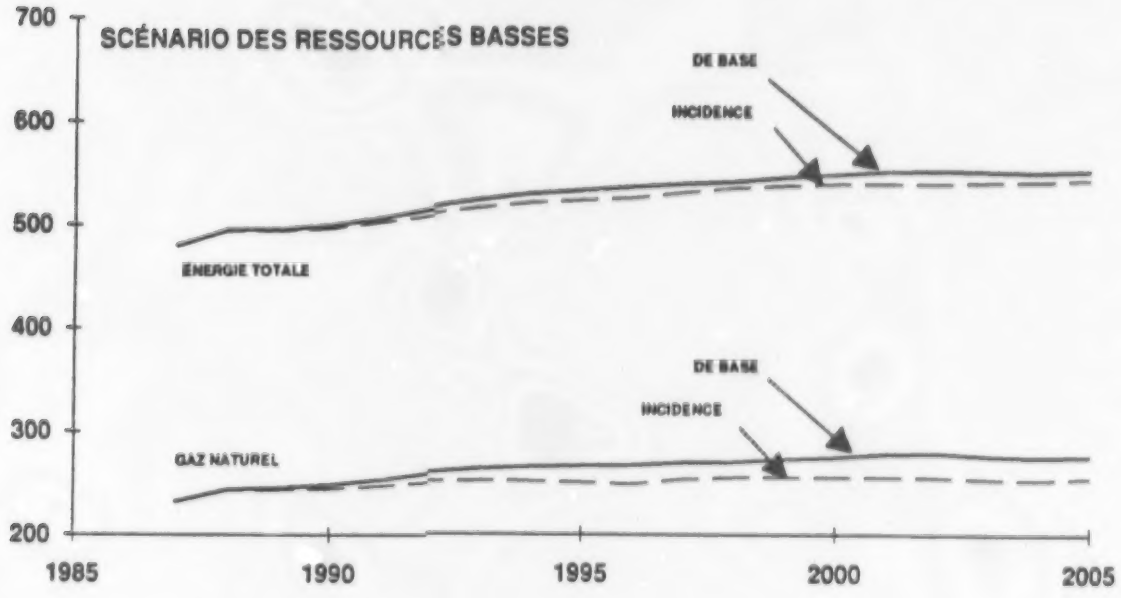


Figure 12
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL - QUÉBEC
PÉTAJOULES

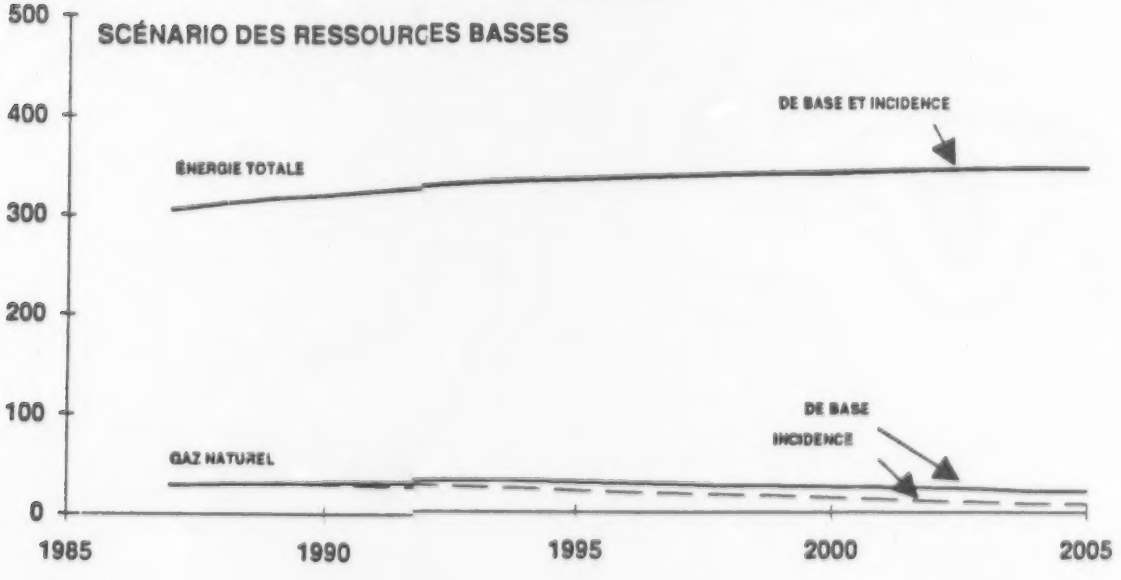


Figure 13
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR COMMERCIAL - ONTARIO
PÉTAJOULES

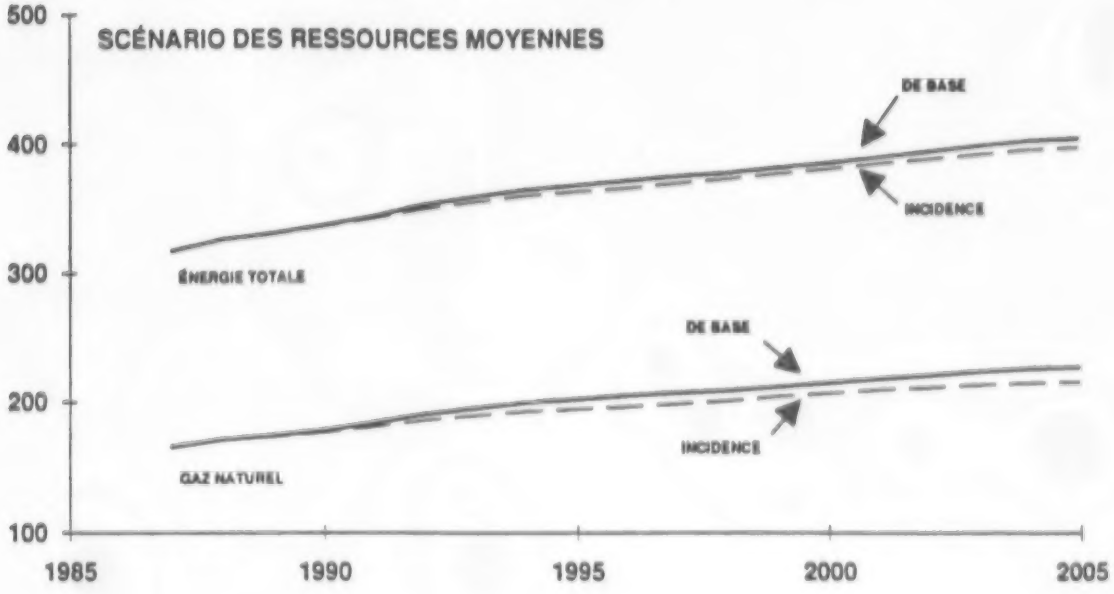


Figure 14
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR COMMERCIAL - QUÉBEC
PÉTAJOULES

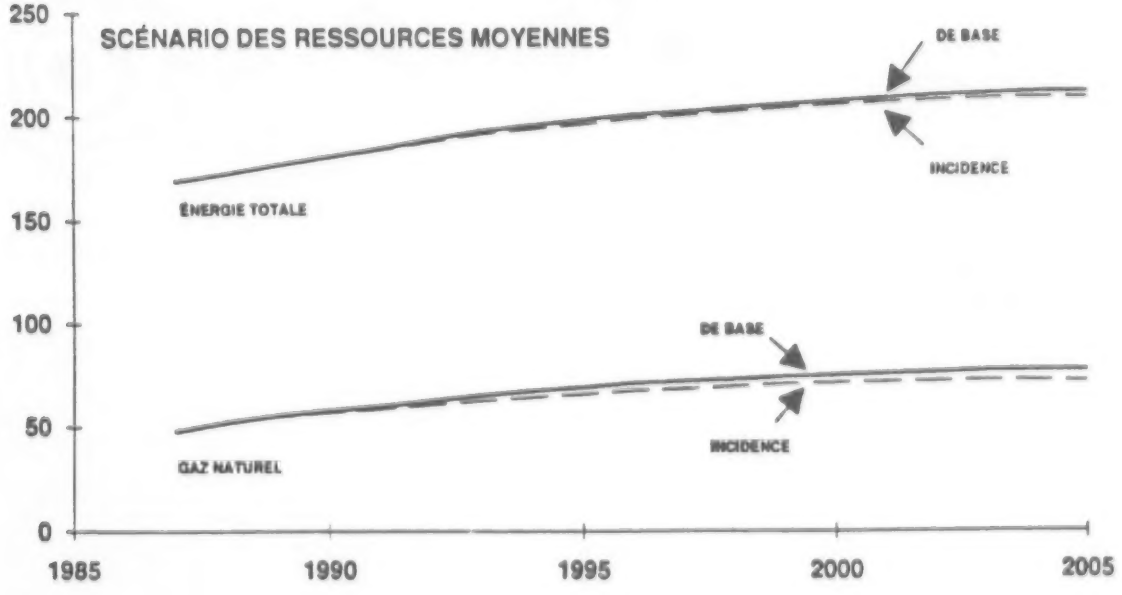


Figure 15
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR COMMERCIAL - ONTARIO
PÉTAJOULES

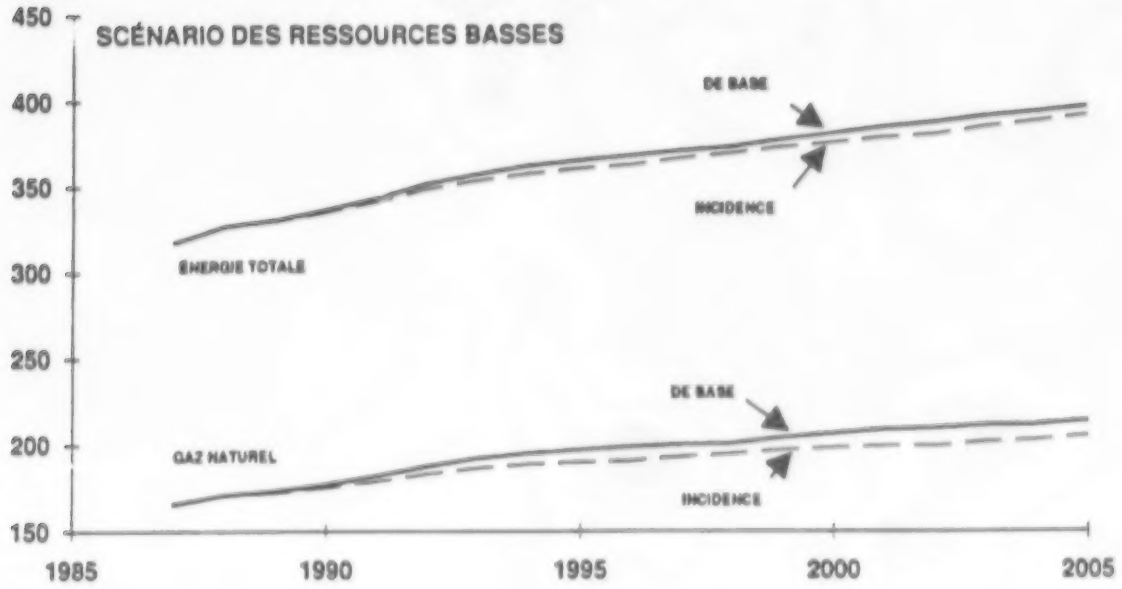


Figure 16
DEMANDE D'ÉNERGIE DU SECTEUR COMMERCIAL - QUÉBEC
PÉTAJOULES

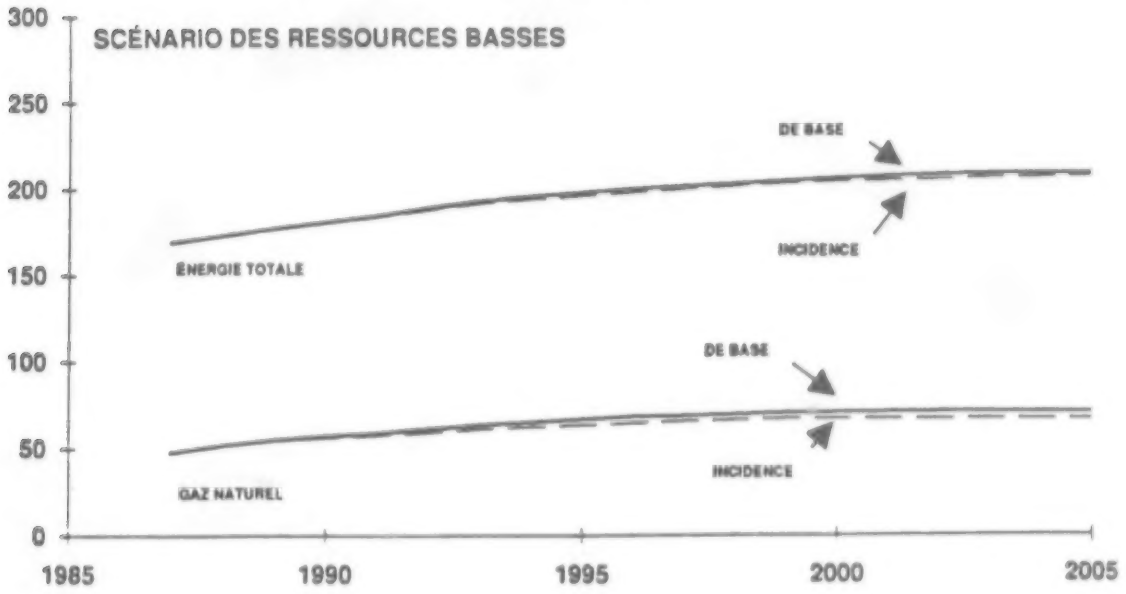


Figure S-1

Coûts directs marginaux nets
Basin sédimentaire de l'Ouest canadien

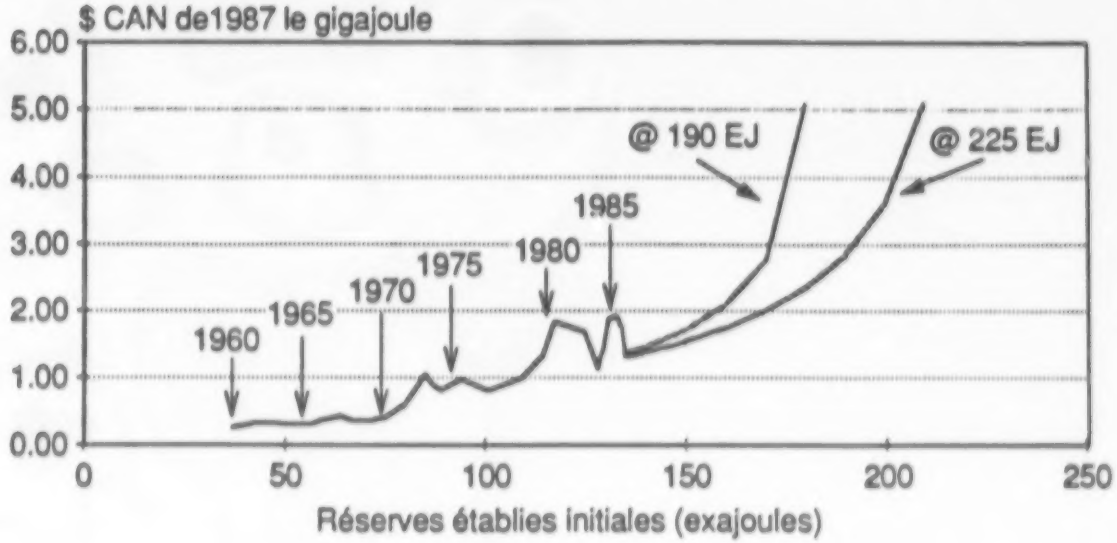


Figure S-2

Offre et demande de gaz naturel au Canada
Scénario des ressources moyennes (225 EJ) du BSOC
avec des exportations de 1,5 EJ par année

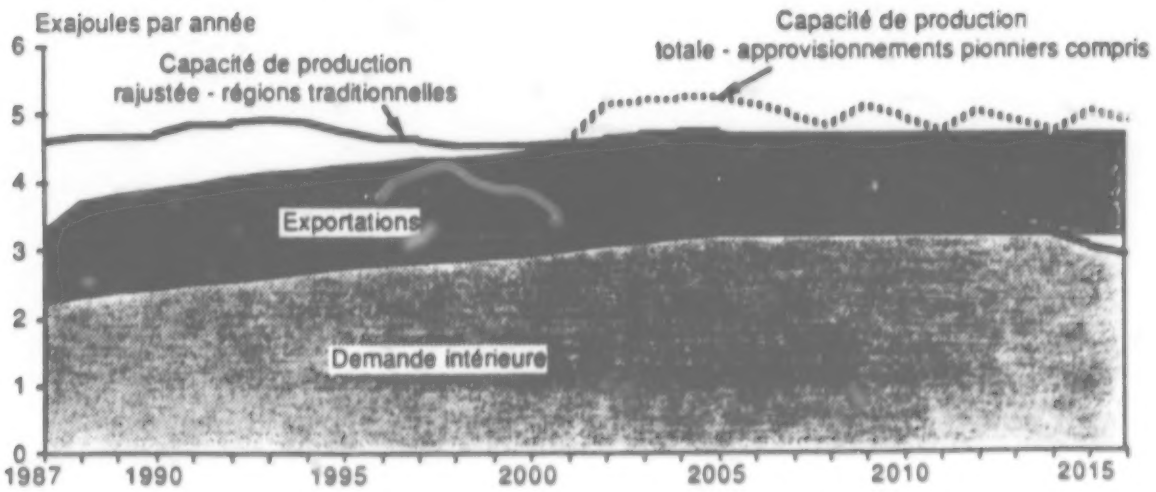


Figure S-3

Offre et demande de gaz naturel au Canada
Scénario des ressources moyennes (225 EJ) du BSOC
avec des exportations de 2,0 EJ par année

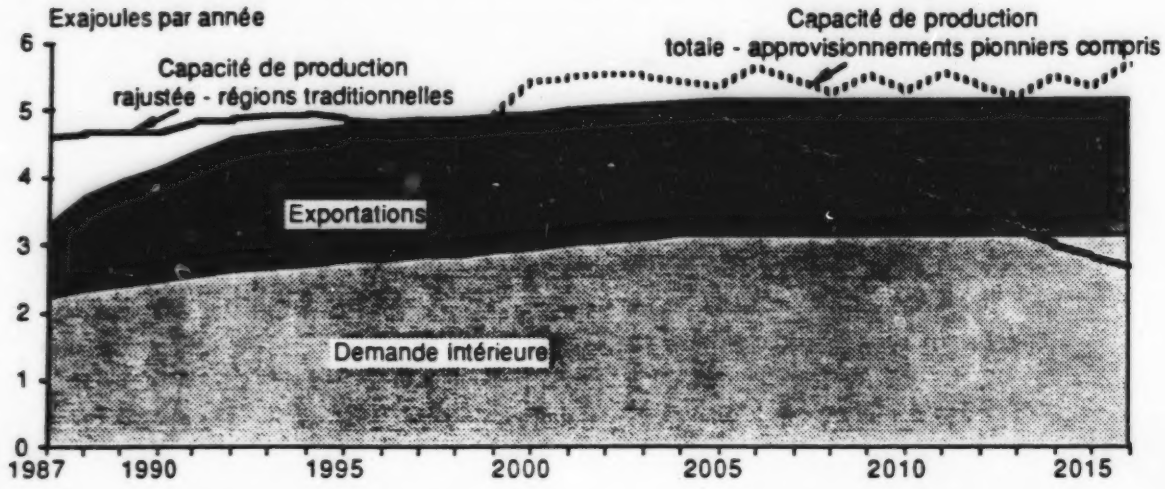


Figure S-4

Total du forage exploratoire dans le BSOC
Scénario des ressources moyennes (225 EJ) du BSOC

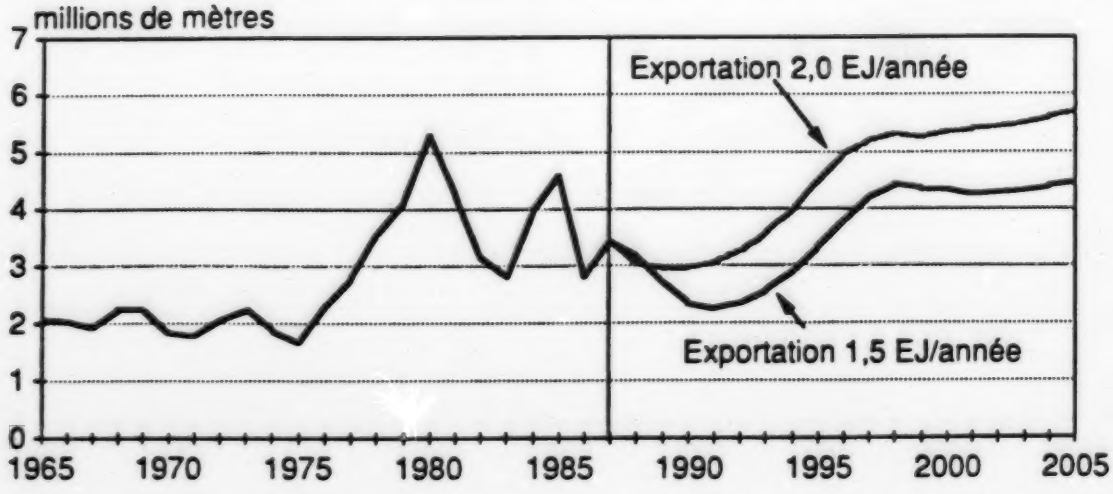


Figure S-5

Offre et demande de gaz naturel au Canada
Ressources basses (190 EJ) pour le BSOC
avec des exportations de 1,5 EJ par année

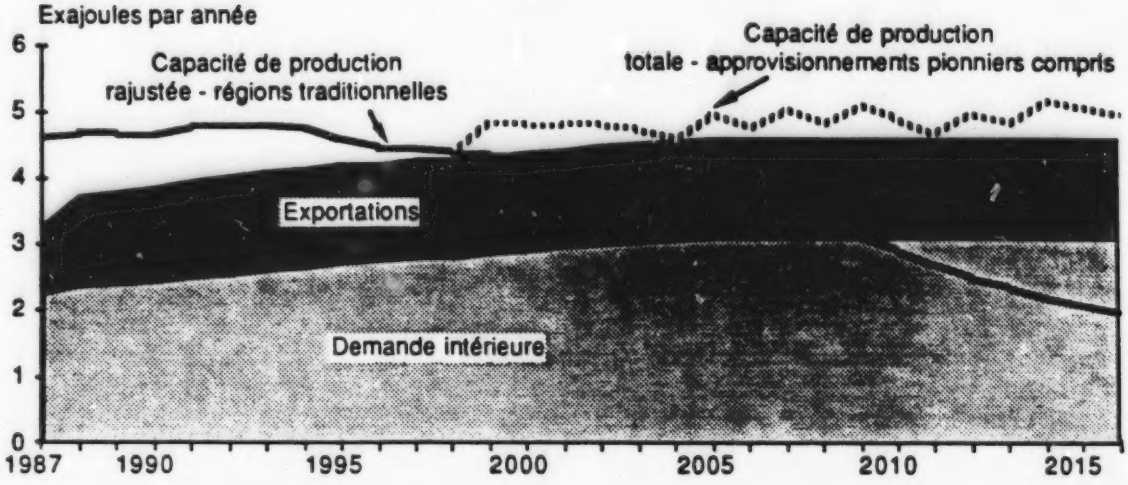


Figure S-6

Offre et demande de gaz naturel au Canada
Ressources basses (190 EJ) pour le BSOC
avec des exportations de 2,0 EJ par année

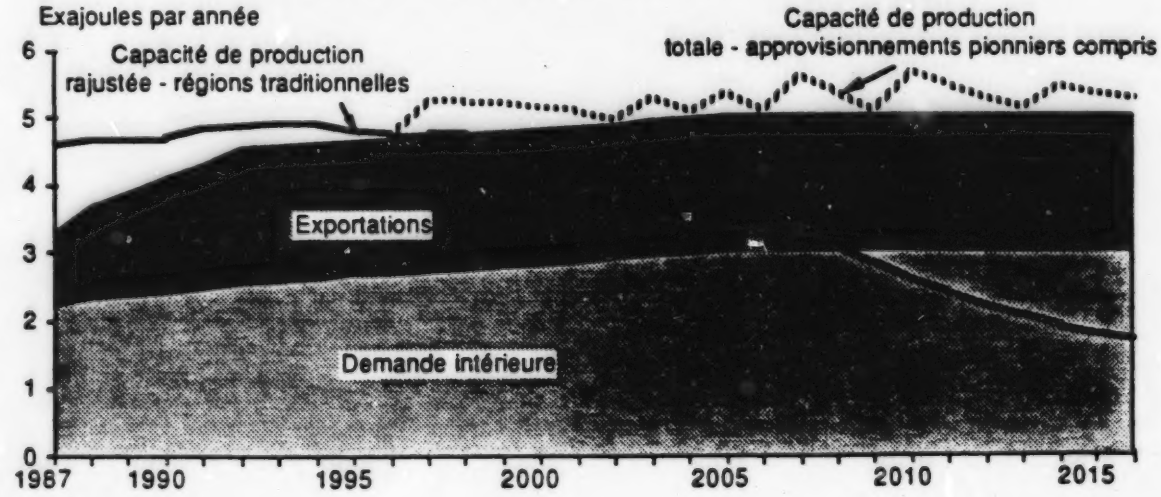
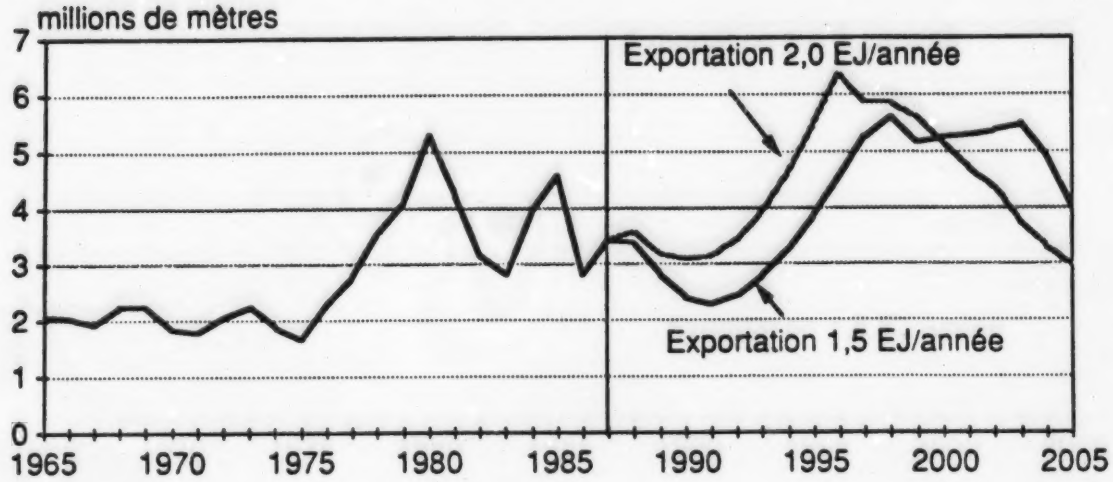


Figure S-7

Total du forage exploratoire dans le BSOC
Ressources basses (190 EJ) des ressources du BSOC



Annexe 1 Évaluation de l'incidence d'une exportation: exemple d'analyse

Tableau 1
Incidences sur les prix

Scénario des ressources moyennes

		1987	1995	2000	2005
Ontario/résidentiel					
gaz naturel	B	5,72	6,01	6,92	8,09
(1987$/GJ)	I	5,72	6,79	7,53	8,28
gaz/électricité	B	0,65	0,67	0,77	[illegible]
(ratio)	I	0,65	0,76	0,84	1,03
gaz/mazout léger	B	0,69	0,81	0,90	1,00
(ratio)	I	0,69	0,92	0,98	1,14
Québec/résidentiel					
gaz naturel	B	6,67	6,49	7,47	8,75
($1987/GJ)	I	6,67	7,34	8,15	10,03
gaz/électricité	B	0,83	0,80	0,92	1,08
(ratio)	I	0,83	0,91	1,00	1,24
gaz/mazout léger	B	0,90	0,99	1,09	1,20
(ratio)	I	0,90	1,12	1,19	1,38
Scénario des ressources basses					
Ontario/résidentiel					
gaz naturel	B	5,72	6,60	7,68	9,06
($1987/GJ)	I	5,72	7,41	8,65	9,71
gaz/électricité	B	0,65	0,74	0,86	1,01
(ratio)	I	0,65	0,83	0,96	1,08
gaz/mazout léger	B	0,69	0,89	1,00	1,12
(ratio)	I	0,69	1,00	1,12	1,20
Québec/résidentiel					
gaz naturel	B	6,67	7,13	8,30	9,81
($1987/GJ)	I	6,67	8,01	9,36	10,52
gaz/électricité	B	0,83	0,88	1,03	1,21
(ratio)	I	0,83	0,99	1,16	1,30
gaz/mazout léger	B	0,90	1,09	1,21	1,35
(ratio)	I	0,90	1,23	1,37	1,45

B= scénario de base, comportant des exportations basses (1450 PJ)
I= scénario des incidences, comportant des exportations élevées (2000 PJ)

Tableau 2
Demande d'énergie (combustibles choisis) PJ/année

Scénario des ressources moyennes

		1987	1995	2000	2005
Ontario/résidentiel					
gaz naturel	B	233	279	295	302
	I	233	262	276	274
électricité	B	145	170	170	176
	I	145	168	170	175
mazout léger	B	57	39	36	31
	I	57	47	47	46
demande totale	B	481	539	560	568
	I	481	530	551	554
Québec/résidentiel					
gaz naturel	B	29	37	37	37
	I	29	28	26	21
électricité	B	161	203	219	231
	I	161	204	220	233
mazout léger	B	65	39	29	22
	I	65	46	37	33
demande totale	B	305	337	345	351
	I	305	336	343	349
Scénario des ressources basses					
Ontario/résidentiel					
gaz naturel	B	233	267	275	276
	I	233	251	256	255
électricité	B	145	169	172	175
	I	145	168	171	175
mazout léger	B	57	45	44	42
	I	57	53	55	55
demande totale	B	481	532	548	551
	I	481	522	538	542
Québec/résidentiel					
gaz naturel	B	29	30	26	21
	I	29	22	15	9
électricité	B	161	204	220	235
	I	161	204	221	236
mazout léger	B	65	44	37	30
	I	65	50	45	40
demande totale	B	305	336	343	348
	I	305	335	342	347

Tableau 3
Demande d'énergie (combustibles choisis) PJ/année

Scénario des ressources moyennes

		1987	1995	2000	2005
Ontario/commercial					
gaz naturel	B	166	203	215	228
	I	166	195	208	216
électricité	B	129	145	150	160
	I	129	145	151	160
prod. pétr.	B	20	16	16	14
	I	20	19	19	18
demande totale*	B	318	369	386	406
	I	318	364	382	398
Québec/commercial					
gaz naturel	B	48	69	75	77
	I	48	66	71	72
électricité	B	92	100	105	109
	I	92	101	105	109
prod. pétr.	B	26	25	24	22
	I	26	26	25	24
demande totale*	B	169	199	208	213
	I	169	197	206	210

Scénario des ressources basses

Ontario/commercial					
gaz naturel	B	166	197	207	214
	I	166	190	199	205
électricité	B	129	145	151	160
	I	129	145	151	160
prod. pétr.	B	20	18	19	18
	I	20	21	22	21
demande totale*	B	318	365	381	396
	I	318	360	376	391
Québec/commercial					
gaz naturel	B	48	67	71	71
	I	48	64	67	68
électricité	B	92	101	106	109
	I	92	101	106	110
prod. pétr.	B	26	26	25	24
	I	26	27	27	26
demande totale*	B	169	197	206	209
	I	169	196	204	207

* Comprend les formes d'énergie qui n'apparaissent pas dans le tableau.

Tableau 4
Utilisation finale totale* Demande d'énergie (combustibles choisis) PJ/année

Scénario des ressources moyennes

		1987	1995	2000	2005
Ontario					
	B	1870	2193	2346	2480
	I	1870	2178	2332	2459
% changement		0	-0,7	-0,6	-0,9
Québec					
	B	1130	1298	1363	1411
	I	1130	1294	1360	1407
% changement		0	-0,3	-0,2	-0,3
Canada					
	B	5321	6120	6525	6913
	I	5321	6075	6486	6852
% changement		0	-0,7	-0,6	-0,9
dont					
gaz naturel	B	1822	2199	2385	2563
	I	1822	2129	2309	2453
% changement		0	-3,2	-3,2	-4,3
prod. pétr.	B	1082	1110	1144	1157
	I	1082	1137	1179	1207
% changement		0	2,4	3,1	4,3

Scénario des ressources basses

Ontario					
	B	1870	2183	2329	2454
	I	1870	2168	2314	2440
% changement		0	-0,7	-0,6	-0,6
Québec					
	B	1130	1295	1359	1405
	I	1130	1292	1356	1402
% changement		0	-0,3	-0,2	-0,2
Canada					
	B	5321	6089	6478	6838
	I	5321	6046	6436	6800
% changement		0	-0,7	-0,6	-0,5
dont					
gaz naturel	B	1822	2151	2310	2452
	I	1822	2086	2236	2375
% changement		0	-3,0	-3,2	-3,2
prod. pétr.	B	1082	1127	1170	1195
	I	1082	1153	1204	1234
% changement		0	2,3	2,8	3,2

* Ne comprend pas le secteur des transports.

Appendice B

Source: *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010*, ONE, 1991 : Chapitre 6.

Chapitre 6

Gaz naturel

Dans ce chapitre, nous décrivons d'abord la démarche adoptée pour déterminer les prix du gaz naturel et le volume des expéditions. En deuxième lieu, nous présentons nos principales hypothèses de base, lesquelles ont trait aux ressources de gaz naturel et aux coûts de l'offre au Canada et aux États-Unis, au réseau de gazoducs et aux droits pipeliniers, aux frais de distribution, àla demande canadienne et à la demande américaine. Nous analysons ensuite les résultats obtenus pour le scénario de référence, y compris les prix après traitement, l'offre et la demande américaines, les exportations et les importations canadiennes, la demande intérieure et les composantes de l'offre intérieure de gaz naturel. En dernier lieu, nous présentons les résultats des tests de sensibilité menés pour les prix du pétrole, les ressources gazières canadiennes, les ressources gazières de l'Amérique du Nord et les coûts filets.

6.1 Démarche adoptée pour prévoir les prix du gaz naturel et les expéditions de gaz

Nos prévisions des prix du gaz naturel reposent sur un grand principe : le Canada fait partie du marché nord-américain du gaz naturel, un marché ouvert, intégré et concurrentiel où les conditions de l'offre et de la demande nord-américaines déterminent les prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Les coûts comparatifs du gaz livré provenant de sources variées déterminent les volumes acheminés de sources particulières vers les marchés. Parmi les volumes en question, il y a le commerce du gaz naturel au travers de la frontière du Canada et des É.U. constitué presque entièrement (mais pas exclusivement) des exportations de gaz naturel du Canada vers les États-Unis. La répartition interrégionale de ces volumes indique la capacité pipelinière dont on peut avoir besoin à long terme.

La figure 6-1 illustre les principes logiques de la tarification et des schémas d'acheminement du gaz; elle mentionne aussi des facteurs déterminants abordés dans le présent chapitre.

Sur le plan de l'**offre**, des hypothèses clés déterminent le coût marginal unitaire du gaz naturel. Les coûts marginaux dépendent des coûts des intrants particuliers (par ex. main-d'oeuvre, et matériel de prospection, de mise en valeur et de traitement) et du taux de découverte[1], lequel est relié au potentiel ultime. Dans notre analyse, nous utilisons une fourchette d'estimations de potentiels ultimes et pour chaque estimation, nous supposons qu'étant donné l'épuisement progressif de la ressource, le taux de découverte diminue, ce qui fait monter les coûts de l'offre. Les innovations technologiques dont nous tenons compte dans nos estimations du coût de l'offre peuvent toutefois freiner, mais pas arrêter, la décroissance des taux et la hausse des coûts. Le forage constitue le principal élément des coûts de prospection et de mise en valeur. Les grandes variables financières sont les taux d'intérêt sur la dette, le rendement des capitaux propres et le ratio de solvabilité à long terme. Le rapport réserves-production influe sur le niveau des coûts de production : plus il est élevé, plus il faut trouver de gaz par unité de production et plus élevé est le coût associé à cette production.

Pour ce qui est de la **demande**, les facteurs déterminants sont l'activité économique, les paramètres démographiques (par ex. la formation de ménages), les combustibles privilégiés (par ex. le combustible le moins polluant utilisé pour la production de l'électricité) et les prix des combustibles concurrents (par ex. le mazout)[2]. Comme le capital-ressources s'épuise au rythme déterminé par la consommation cumulative, le coût de l'offre de gaz augmente, ce qui signifie que le gaz sera produit seulement si les prix à la tête de puits montent suffisamment pour permettre le recouvrement de ces coûts croissants.

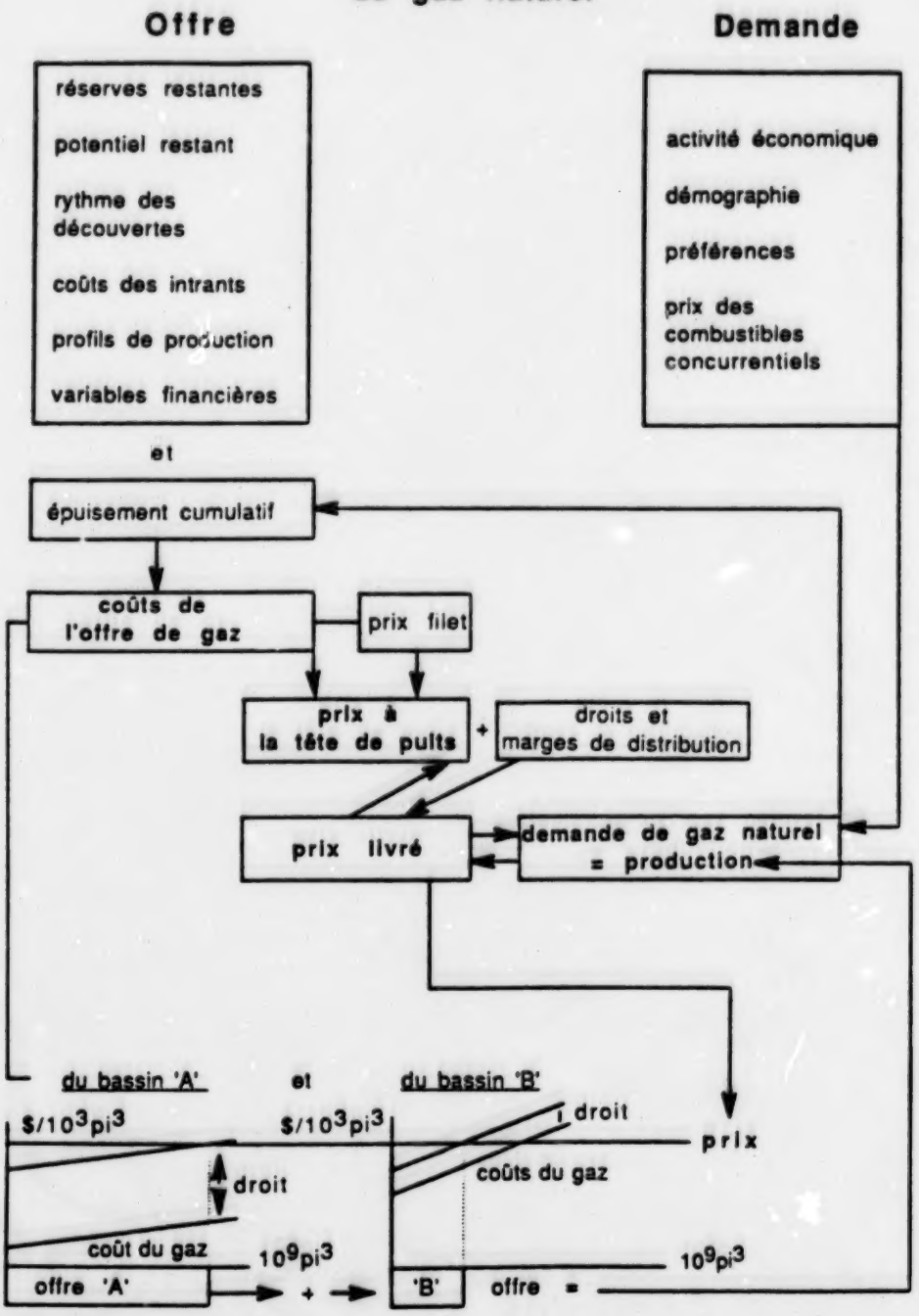
L'un des principaux objectifs de notre analyse est de tracer des courbes de prix du gaz naturel qui aboutissent à l'équilibre de l'offre et de la demande compte tenu des hypothèses posées au sujet des

1 Quantité de gaz découverte par mètre de forage.

2 Pour le Canada, nous avons examiné ces facteurs dans des chapitres précédents. Nous avons aussi besoin d'hypothèses quant à la demande américaine et nous en traitons dans ce chapitre.

Figure 6-1

Analyse du marché nord-américain du gaz naturel



Les coûts relatifs du gaz aux différents bassins et les droits à payer de ces bassins jusqu'à un marché, déterminent la part qu'occupent ces bassins dans le marché et le débit des pipelines.

facteurs déterminants de l'offre et de la demande. La valeur du gaz varie d'un consommateur à l'autre; elle dépend en partie du coût des combustibles de remplacement qui s'offrent àchaque consommateur. Compte tenu de ce fait, et toutes autres choses étant égales, les volumes globaux consommés augmenteront si les prix du gaz baissent, et vice versa. En principe, il y a une quantité de gaz qui serait consommée à un prix juste assez élevé pour permettre la production d'une quantité correspondante. Ce prix est qualifié de prix d'équilibre parce qu'il se situe à un niveau qui fait en sorte que la quantité produite est égale à la quantité consommée. On calcule ce prix d'équilibre au moyen d'un procédé itératif qui permet de trouver des prix successifs qui rétrécissent l'écart entre les volumes demandés et les volumes fournis jusqu'à ce que le marché fixe un prix auquel l'offre et la demande sont à peu près équivalents. Ce prix d'équilibre que l'utilisateur ultime paie est différent du prix payé au producteur puisqu'il comprend les frais de transport et de distribution engagés pour acheminer le gaz de la tête de puits vers l'utilisateur ultime.

L'industrie du gaz naturel présente une caractéristique particulière qui influe sur les prix du gaz dans une certaine mesure : la plupart des analystes croient que le gaz naturel classique est une ressource épuisable dont le coût augmente au rythme de la consommation cumulative jusqu'à ce qu'il atteigne un niveau auquel le gaz d'une autre source ou un autre substitut peut être offert en très grandes quantités par rapport à la consommation. C'est ce qu'on appelle la ressource «filet». La valeur de la ressource filet influe sur les prix à la tête de puits pendant toute la période des prévisions dans la mesure où les propriétaires de la ressource en connaissent la valeur future et en tiennent compte dans leurs décisions quant aux prix et à la production actuels.

Pour déterminer cette valeur, le propriétaire rajuste la quantité qu'il mettra sur le marché de façon qu'il y ait un écart juste assez grand entre le prix du marché et le coût direct de l'offre pour le dédommager du fait qu'il vend le gaz aujourd'hui au lieu de le laisser dans le sol en attendant que sa valeur augmente. Ce profit est appelé couramment «prime d'épuisement» ou «coût d'utilisation». Nous avons retenu le second terme. Le coût de la ressource filet, le temps écoulé jusqu'à l'épuisement des réserves, le taux d'actualisation utilisé et la taille du marché sont les principaux facteurs déterminants du coût d'utilisation. Ces modalités de fixation des prix supposent que les propriétaires de ressources connaissent dans l'ensemble ces valeurs bien à l'avance (nonobstant le fait que les estimations du potentiel ultime et des valeurs filets faites par les analystes diffèrent beaucoup). Le coût d'utilisation, combiné aux coûts directs de production (dont le niveau àun moment quelconque dépend de la consommation cumulative jusqu'à ce moment-là), détermine le prix du marché. (La relation entre le coût d'utilisation et le prix est décrite plus en détail à l'annexe 1).

Si les redevances étaient fondées sur les principes ci-dessus, elles correspondraient au coût d'utilisation établi par le propriétaire de la ressource - au Canada, il s'agit principalement des gouvernements provinciaux - tandis que le producteur obtiendrait un rendement normal sur le capital investi, qui fait partie du coût direct de l'offre.

Cette façon d'établir les prix est sujette à controverse. D'aucuns prétendent que toute la théorie de la tarification fondée sur les ressources épuisables et la prévision de la valeur future est faussée à la base. Les principaux arguments avancés sont les suivants :

- l'épuisement économique de la ressource de gaz naturel est tellement éloigné dans le temps que la question des ressources filets n'est guère pertinente;

- il existe peu de données fiables sur lesquelles fonder des estimations valables des coûts futurs du gaz naturel et de la ressource filet;

- pour cette raison, les propriétaires de ressources ne connaissent pas les valeurs des ressources, les coûts et les conditions du marché futurs, il leur est donc impossible de déterminer la quantité idéale à offrir à un moment quelconque;

- certains facteurs techniques et extra-économiques empêchent les producteurs de rajuster leur offre au niveau économiquement idéal par période de temps, même s'ils savent comment procéder.

Ceux qui partagent ce point de vue jugeraient plus réaliste d'imaginer des propriétaires et des producteurs qui prennent des décisions en matière d'investissements et de production sur un horizon prévisionnel beaucoup plus court, à partir de données incertaines et en fonction d'autres facteurs dont la méthode de la ressource épuisable et des valeurs futures ne tient pas compte aux fins de la tarification.

Ces arguments sont valables, mais ils n'invalident pas le recours à un cadre d'analyse qui prévoit le comportement rationnel du marché à partir d'hypothèses au sujet du

caractère épuisable et de la valeur future des ressources énergétiques. Il serait tout aussi exagéré de prétendre que les décisions en matière d'offre à long terme et la conception des régimes de redevances ne sont pas fondées en partie sur les prévisions au sujet des facteurs déterminants du marché que d'avancer que ces décisions reposent uniquement sur les prévisions en question.

Pour les producteurs, le fait d'investir dans des projets de prospection et d'exploitation comme dans la plupart des autres activités signifie l'engagement de frais de démarrage dans l'espoir de profits futurs. Pour nombre de producteurs, il ne s'agit pas seulement de décider du secteur dans lequel investir, mais d'un engagement plus général et à plus long terme envers l'industrie. Ce type d'engagement suppose normalement une évaluation attentive des possibilités et des risques, laquelle nécessite une certaine prévision des coûts et des avantages. En outre, même dans le cas du gaz dans le sol, les producteurs préfèrent reporter certaines ventes pour le moment dans l'espoir de tirer des profits plus élevés de ventes éventuelles futures. En résumé, nous croyons qu'en général, les producteurs prennent des décisions dans leur intérêt économique en tenant compte des prévisions.

On peut aussi raisonnablement s'attendre à ce que les gouvernements des provinces productrices fixent les redevances en fonction de l'avenir parce que selon eux, le gaz naturel est à la fois une ressource épuisable et un élément important de leur actif économique. Le taux d'imposition qu'ils fixent se répercute sur les rentrées nettes des producteurs, sur le rythme d'épuisement actuel de la ressource, sur la quantité qu'on pourra consommer demain et sur les recettes qu'ils pourront tirer demain des ressources restantes. Selon nous, les gouvernements comprennent généralement que l'offre et la demande influent sur les prix, que le taux d'imposition influe aussi sur l'offre et la demande et qu'une valeur temporelle est associée à la vente de biens.

Si l'on tient pour acquis que l'avenir intéresse à la fois les propriétaires de ressources et les producteurs, on ne peut pas se prononcer aussi clairement sur l'horizon provisionnel qui intéresse chacun d'eux, sur la façon dont ils l'évaluent, sur leur capacité de prévoir les valeurs futures du pétrole et du gaz et sur les autres facteurs susceptibles d'influer sur leurs décisions en matière d'imposition et de production (par ex., les besoins en liquidités à court terme, ou la défense de la part du marché). Actuellement, nos cadres d'analyse sont fortement polarisés : ils illustrent un comportement économique inopportun ou, à l'opposé, un comportement rationnel fondé sur des prévisions précises à long terme. La réalité se situe à quelque part à mi-chemin, comme nous l'avons indiqué précédemment. Nous avons choisi d'illustrer cette réalité en utilisant un cadre qui tient pour acquis le caractère épuisable de la ressource et tient compte de sa valeur future parce qu'il prend en considération certaines variables des décisions à long terme qui semblent se répercuter sur le comportement du marché du gaz.

Cette démarche intègre en un seul cadre de comportement nombre d'éléments de la politique énergétique et de l'analyse du marché énergétique actuels. Par exemple, le cadre politique actuel laisse généralement le marché déterminer l'offre, la demande et les prix; nombre d'analystes de l'industrie sont d'avis que la ressource de gaz naturel a des limites économiques identifiables à long terme - même si les estimations varient beaucoup - et ils établissent des prévisions à long terme des prix du pétrole et du gaz qui tiennent compte des opinions quant aux coûts de l'offre et aux prix du marché à long terme. Un cadre d'analyse reposant sur ces principes est intéressant s'il est utilisé avec prudence, point sur lequel nous nous penchons ci-après.

Nous avons indiqué que les prix des combustibles de remplacement influent sur la demande de gaz naturel et, par ricochet, sur le prix du gaz. Selon quelques observateurs des marchés énergétiques, le prix du pétrole détermine celui du gaz sur une base de parité par dollar canadien le Btu, de sorte que lorsque les prix du pétrole fléchissent, les prix du gaz doivent baisser également sinon le gaz risque de perdre sa part du marché et ce, parce qu'une partie considérable du marché du gaz naturel peut passer du gaz au pétrole et vice versa, notamment aux États-Unis.

Le prix du pétrole influe nécessairement sur le prix du gaz, mais les prix de ces deux combustibles ne doivent pas forcément être équivalents et la modification du prix de l'un n'entraîne pas nécessairement une modification identique de l'autre et ce, pour les raisons suivantes :

- les conditions de l'offre et de la demande sur les marchés des deux combustibles ne sont pas nécessairement les mêmes tant à court terme qu'à long terme;

- les contrats peuvent conférer moins de souplesse à nombre d'ententes sur les prix du gaz naturel que cela n'est habituellement le cas du pétrole, qui fait l'objet de contrats de courte durée;

- quand le prix du pétrole change, le prix du gaz peut ne pas changer dans la même mesure; cela dépend de la proportion de la demande apte à passer au pétrole compte tenu de l'échelle de prix et de la période de temps ainsi que de la mesure dans laquelle le coût de l'offre de gaz permet aux producteurs et aux propriétaires des ressources de composer avec des prix du pétrole différents et de maximiser leurs profits.

À l'annexe 2, nous exposons l'aspect technique de cette question.

Outre ces principes généraux présidant à l'établissement des prix, l'industrie du gaz naturel présente des particularités dont nous devons tenir compte pour que l'analyse donne un aperçu utile de l'évolution possible des marchés du gaz. Les voici :

- les régions productrices et consommatrices sont éparpillées sur le continent et ces régions présentent des caractéristiques différentes sur le plan de l'offre et de la demande; et

- les coûts de transport entre les divers points d'expédition et de livraison sont différents.

L'une des fonctions clés du comportement économique d'un marché concurrentiel et l'un des objectifs de nos prévisions consiste à trouver des niveaux de l'offre et de la demande et des schémas d'acheminement qui maximisent les recettes du propriétaire de la ressource tout en minimisant les coûts absorbés par le consommateur et ce, pour un ensemble donné d'hypothèses sous-jacentes.

La partie inférieure de la figure 6-1 indique comment on établit la chaîne d'approvisionnement et le schéma d'acheminement du gaz pour atteindre cet objectif. Dans cette illustration de deux bassins, au niveau de prix indiqué, le bassin «A» dessert le marché avec plus de gaz que le bassin «B» parce que le coût du gaz livré dans le premier cas est moins élevé. Sur cette figure, les coûts du gaz de «A» sont tellement moins élevés que ceux du gaz de «B», que «A» peut assumer les droits pipeliniers beaucoup plus élevés exigibles pour le transport de son gaz sur le marché; sa part du marché est donc plus grande. Ni «A» ni «B» ne peuvent améliorer leur situation, en augmentant ou en diminuant leur offre. C'est cette chaîne d'approvisionnement qui avantage le plus les consommateurs dans la mesure où le prix serait supérieur s'ils achetaient davantage de gaz de «B» et moins de gaz de «A» que ne l'indique la figure 6-1.

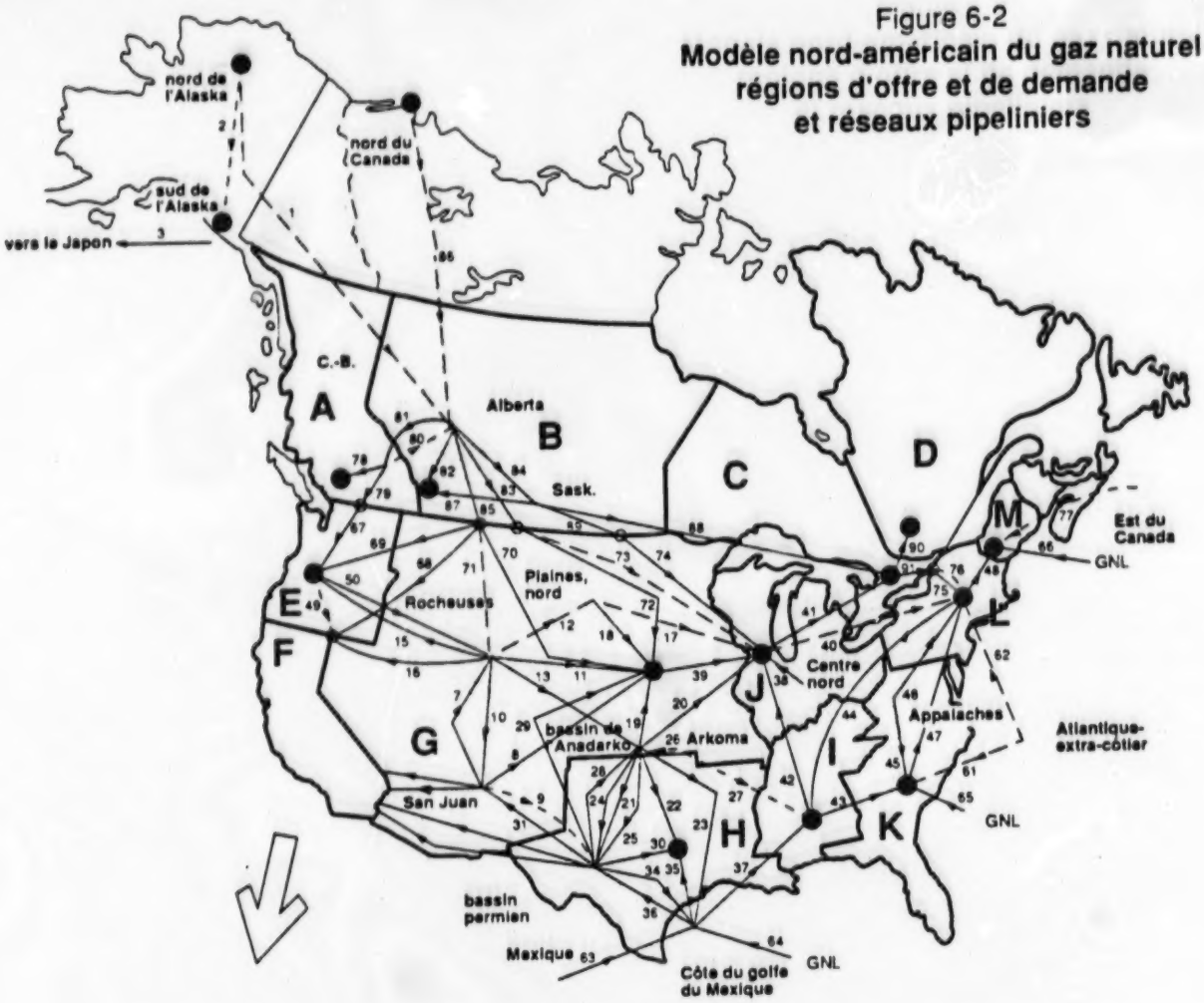
Le marché nord-américain du gaz naturel est très complexe : il compte plusieurs régions d'offre et de demande interreliées par des pipelines. Chacune de ces régions et chacun de ces pipelines possède ses propres caractéristiques physiques et économiques. Par conséquent, toute analyse globale de ce marché qui repose sur suffisamment de données régionales pour être réaliste doit intégrer un nombre considérable de renseignements pour constituer une grille d'analyse cohérente. Sinon, il est tout simplement impossible d'élaborer un ensemble *intégré de façon cohérente* de prévisions reliant les demandes, les offres, les expéditions et les prix. Pour y arriver, nous avons utilisé le modèle «*North American Regional Gas*» (NARG), propriété de *Decision Focus Inc.*, et d'autres modèles de l'offre et de la demande de l'ONE. La figure 6-2 illustre la grille d'analyse NARG.

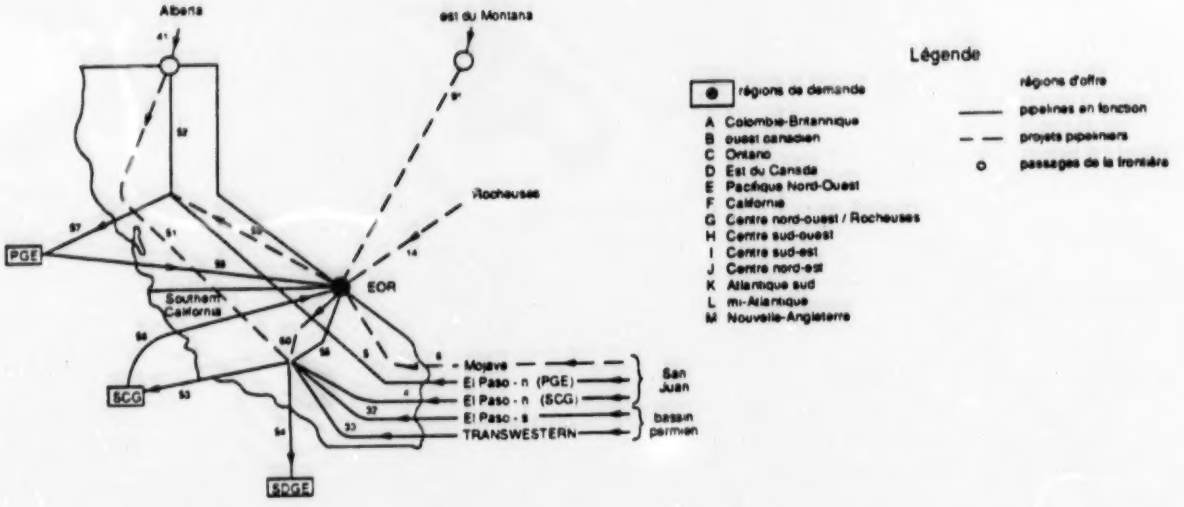
La grille d'analyse NARG est utile dans le cas présent surtout parce qu'elle nous donne une image générale, à long terme et intégrée de la façon dont les volumes et les prix du gaz nord-américain pourraient évoluer compte tenu des hypothèses retenues au sujet des conditions de l'offre et de la demande dans chaque marché régional, des droits pipeliniers, et du comportement de base du modèle, à savoir celui des marchés concurrentiels visant à maximiser les recettes du propriétaire de ressources tout en minimisant les coûts que doivent absorber les consommateurs, suivant un ensemble donné d'hypothèses de base. Le modèle NARG tient compte des hypothèses avancées précédemment quant au caractère épuisable de la ressource et à la prévoyance des producteurs. Elle présente l'avantage unique d'incorporer un grand nombre de données régionales sur l'offre et les coûts de l'offre, les droits pipeliniers et les capacités des pipelines, ainsi que sur les conditions de la demande pour constituer une grille d'analyse cohérente en soi qui intègre explicitement les marchés canadien et américain.

Tous les modèles de ce genre simplifient et stylisent le monde complexe qu'ils dépeignent. C'est pour cette raison et à cause de l'incertitude entourant nombre des hypothèses nécessaires pour articuler ce modèle qu'aucun modèle que nous connaissons dans ce domaine ne donne la réponse exacte. Il nous donne simplement une indication des orientations que le marché peut prendre, compte tenu des hypothèses retenues. Les autres modèles ou grilles d'analyse de l'ONE donnent beaucoup plus de détails sur l'offre et la demande canadiennes que n'en offre le NARG. Nous avons donc utilisé ce dernier pour mener une analyse générale du marché nord-

Figure 6-2

Modèle nord-américain du gaz naturel régions d'offre et de demande et réseaux pipeliniers





américain et plus particulièrement de l'évolution des prix et des échanges interrégionaux au fil des ans. À partir des renseignements sur les prix à la tête de puits et les exportations fournis par le modèle NARG, nous avons utilisé les autres modèles de l'Office ainsi que les points de vue éclairés qui sont ressortis de nos consultations auprès des participants de l'industrie afin de donner une image plus détaillée de l'offre et de la demande canadiennes de gaz.

La fourchette de prévisions que nous élaborons est incertaine car elle repose sur des valeurs de rechange pour les hypothèses retenues qui sont incertaines également et qui ont une incidence considérable sur les résultats du plus grand intérêt présentés dans ce rapport. Les prix du pétrole, la taille des réserves de gaz et le coût de l'offre sont les principales hypothèses vérifiées. D'autres méritent de l'être également (comme certains droits pipeliniers et différents coûts filets), mais le temps et l'espace ne nous permettent pas d'élaborer sur le sujet.

Comme nous devons composer avec un modèle stylisé, nous examinons les résultats pour lesquels nous disposons d'autres renseignements, notamment pour les prochaines années, et nous déterminons si les résultats du modèle sont raisonnables ou non à la lumière d'autres données commerciales. Comme il y a habituellement une échelle de valeurs plausible pour la plupart des hypothèses de base, nous rajustons ces hypothèses et modifions les résultats du modèle en conséquence.

Il est nécessaire, selon nous, de présenter les résultats du scénario avec suffisamment de détails pour constituer un point d'ancrage autour duquel établir une échelle de valeurs, mais il faut également rappeler que nous ne considérons pas ce scénario comme la prévision «la plus probable». Il s'agit seulement d'un point de référence dans une échelle de données, que nous précisons quelque peu pour le bénéfice du lecteur qui souhaite avoir au moins un jeu de données complètes. En fait, pendant les consultations que nous avons menées et les travaux d'analyse qui ont abouti à ce scénario de référence, nous avons été frappés par la divergence des opinions au sujet des nombreuses hypothèses retenues aux fins de l'analyse et par la sensibilité de certains résultats à des valeurs différentes plausibles attribuées à des sources d'approvisionnement ou des droits pipeliniers. Il n'est tout simplement pas possible, dans le cadre de ce rapport, d'indiquer toutes les nuances importantes que nous avons relevées au fil de nos travaux, de sorte que même les échelles ou fourchettes que nous présentons ici ne sont pas représentatives de toutes les opinions exprimées.

Pour conclure cette section sur la démarche suivie, nous reprenons quelques points clés :

- les conditions de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, y compris les prix des combustibles de remplacement, déterminent les prix du gaz naturel partout sur le continent. Étant donné que la large part de la demande et de l'offre nord-américaines revient aux États-Unis, les conditions du marché américain ont une incidence importante sur les prix du gaz au Canada.

- En général, les principaux facteurs déterminants des prix du gaz naturel sont les hypothèses retenues au sujet du potentiel ultime, des coûts filets, de la forme des courbes de coûts, des facteurs déterminants de la demande et du rythme auquel la consommation cumulative nord-américaine fait monter les coûts de l'offre de gaz.

- Le volume des exportations du Canada vers les États-Unis dépend de la concurrence (coûts de l'offre et droits pipeliniers comparatifs) àlaquelle le gaz canadien fait face sur les divers marchés régionaux américains où il peut être livré en concurrence avec le gaz américain. Les exportations canadiennes n'ont pas d'impact direct sur les prix du gaz naturel canadien. Ce sont plutôt l'offre et la demande nord-américaines qui déterminent et les exportations, et les prix.

- Notre grille d'analyse repose sur le principe selon lequel les marchés obéissent aux lois de la concurrence et la réglementation ne modifie pas fondamentalement les conditions du marché. Cette démarche est compatible avec les politiques énergétiques et les pratiques réglementaires de base tant au Canada qu'aux États-Unis.

- Beaucoup d'incertitude plane sur la plupart des variables qui influent sur les résultats de l'analyse; il y a donc lieu d'utiliser ces résultats à titre indicatif seulement et de retenir les échelles de valeurs ressortant des tests de sensibilité plutôt que le scénario de référence seulement.

- D'aucuns dénoncent le manque de réalisme des modèles qui estiment l'offre, la demande et les prix à partir de prévisions précises des valeurs attribuées à la rareté de la ressource à long terme. Selon nous, ce cadre est utile si on l'utilise de concert avec

les consultations auprès des participants du marché et des avis éclairés.

6.2 Hypothèses de base

Dans la section précédente, nous avons décrit la démarche adoptée pour prévoir l'évolution des prix du gaz naturel et des volumes interrégionaux. Dans cette section, nous présentons les hypothèses de base qui sous-tendent notre analyse du marché nord-américain du gaz naturel.

Nous débutons l'analyse des hypothèses de base par une description des ressources de gaz naturel canadien et des coûts de l'offre connexes. Nous examinons ensuite les ressources de gaz naturel et les coûts de l'offre aux États-Unis et nous les comparons à ceux utilisés pour le Canada. Puis, nous exposons les hypothèses au sujet du réseau de gazoducs, des droits pipeliniers et des frais de distribution que nous avons retenues pour prévoir l'évolution du marché nord-américain du gaz naturel. Après cela, nous analysons comment les prix du pétrole et les mesures de contrôle de la consommation du mazout visant la protection de l'environnement se répercutent sur ce marché du gaz. En dernier lieu, nous présentons les estimations initiales de la demande canadienne et de la demande américaine qu'on doit intégrer au modèle NARG pour prévoir l'offre et la demande de gaz ainsi que les prix.

6.2.1 Ressources canadiennes

Le capital-ressources de gaz naturel du Canada comprend tous les volumes en place à savoir : les ressources découvertes et non découvertes et les sources classiques et non classiques.[1] Pour les besoins de l'analyse, nous nous attarderons sur la partie de capital-ressources que nous jugeons ultimement récupérable en ce moment : le potentiel ultime en ressources récupérables. Les estimations connexes des volumes de gaz en place sont présentées à des fins de comparaison. L'offre future de gaz naturel proviendra de ce capital-ressources dont la taille, le lieu géographique et autres caractéristiques constituent des facteurs importants pour les prévisions de l'offre présentées plus loin dans ce chapitre.

Le gaz naturel classique peut être récupéré techniquement et économiquement au moyen de méthodes de production courantes. Dans le cas du gaz classique, nous pouvons généralement prévoir la récupération de 70 à 90 % du gaz en place.

Les ressources non classiques de gaz naturel sont différentes des ressources classiques parce qu'elles sont plus difficiles à récupérer et qu'elles commandent l'emploi de techniques spécialisées. Cette catégorie comprend le gaz naturel qu'on trouve dans les réservoirs à très faible perméabilité («étanches») ainsi que le gaz des formations houillères qu'on appelle couramment «méthane de filon houiller».

La figure 6-3 indique l'emplacement des sources importantes d'approvisionnement en gaz naturel, actuelles et anticipées. Le tableau 6-1 fait une ventilation sommaire des ressources classiques canadiennes par catégorie et par province ou territoire. Les estimations du potentiel ultime présentées dans ce tableau sont divisées en deux grandes catégories : les ressources récupérables découvertes et les ressources récupérables non découvertes. Il s'agit d'estimations ponctuelles qui peuvent être revues périodiquement car la production se poursuit, de nouvelles découvertes sont faites, d'autres ressources découvertes sont converties en réserves, et nos connaissances générales sur la taille, l'emplacement et les caractéristiques de la ressource s'accroissent.

Dans les sections 6.2.1.1, 6.2.1.2 et 6.2.1.3, nous abordons les composantes particulières du potentiel ultime, dans l'ordre indiqué au tableau 6-1. Dans la section 6.2.1.4, nous décrivons les ressources non classiques de gaz naturel analysées dans ce rapport.

6.2.1.1 Ressources classiques récupérables découvertes

Ces ressources sont celles qui, à un moment précis, sont jugées récupérables àpartir de formations connues (c'est-à-dire les formations dont on connaît l'existence par suite de travaux de forage, d'essai et de production) à l'aide de techniques connues. Ces ressources représentaient quelque 4 800 milliards de mètres cubes (186 EJ) à la fin de 1989. Cette catégorie de ressources comprend la production cumulative, les réserves établies restantes et les autres ressources récupérables découvertes. Nous analysons tous ces éléments dans les sections suivantes.

---

1 La terminologie propre à la classification des ressources et des réserves n'est pas toujours acceptée ou utilisée de la même façon par ceux qui font état de ces estimations. Aux fins du présent rapport, nous nous sommes efforcés d'utiliser les termes généralement reconnus et acceptés par l'industrie et par les gouvernements au Canada. Cependant, nous sommes conscients que d'aucuns peuvent contester la terminologie utilisée dans le présent rapport pour la classification des ressources. Nous prions donc le lecteur de bien étudier les définitions fournies dans le texte et dans le glossaire en annexe.

Appendice C

Documents de référence de l'EIE

1. *Motifs de décision relative à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel*, GHR-1-87, ONE, juillet 1987.

2. *Export Impact Assessment of Mackenzie Delta Natural Gas*, DataMetrics Limited, août 1988.

3. *Workshop on Benefit-Cost Analysis and Export Impact Assessment* (documents), ONE/ICRE, novembre 1989.

4. *Motifs de décision, Modification proposée aux exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations*, ONE, novembre 1989.

5. *L'Énergie au Canada, Offre et demande 1990-2010*, ONE, juin 1991.

6. *Motifs de décision, Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché*, GHW-1-91, ONE, mai 1992.